

le vent
l'eau
le feu



éléments naturels,
nous en *capturons*
l'énergie

Rapport annuel 2006

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est un important producteur privé d'électricité voué au développement et à l'exploitation de centrales d'énergie renouvelable. Employant près de 300 personnes au Québec, dans le nord-est des États-Unis et en France, la Société possède et exploite 21 sites combinant une puissance installée de 333 mégawatts (« MW »). Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre types de production :

>> Au cours des cinq dernières années, Boralex s'est hissée au rang des producteurs d'énergie éolienne les plus importants et les plus expérimentés de France, où elle exploite actuellement six fermes éoliennes d'une puissance installée totalisant 89 MW. Une nouvelle ferme de 12 MW sera mise en exploitation à St-Agrève (France) en 2007.
>> Boralex possède huit centrales d'énergie hydroélectrique dont cinq aux États-Unis, deux au Québec et une en France, combinant une puissance installée de 26 MW.

>> Boralex est le plus important producteur d'énergie à base de **résidus de bois** en Amérique du Nord, exploitant six centrales thermiques dans les États du Maine et de New York, d'une puissance installée totalisant 204 MW.
>> Enfin, Boralex exploite en France une centrale de cogénération alimentée en **gaz naturel** de 14 MW.

En plus de ses propres centrales, Boralex gère pour Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »), dont elle détient 23 % des parts, dix centrales d'une capacité totale de 190 MW : une centrale thermique et une centrale de cogénération aux résidus de bois au Québec, sept centrales hydroélectriques, dont cinq au Québec et deux aux États-Unis, ainsi qu'une centrale de cogénération au gaz naturel au Québec.

1	Notre vision
2	Faits saillants financiers 2006 et information boursière
3	L'exercice 2006 en bref
4	Message aux actionnaires
8	Revue des activités
14	Description et positionnement géographique des sites
16	Développement durable
18	Administrateurs et équipe de direction
20	Rapport de gestion
44	Information trimestrielle choisie
45	Rapports de la direction et des vérificateurs
46	États financiers consolidés
49	Notes afférentes aux états financiers consolidés
69	Renseignements généraux

Notre vision

Boralex vise à être un leader canadien dans le développement et l'exploitation d'énergie renouvelable en Amérique du Nord et en Europe.

Nous entendons poursuivre notre croissance en produisant de l'électricité à partir de sources naturelles ou recyclées dans le respect des communautés et de l'environnement.

Notre force repose sur l'expertise, la compétence et l'esprit innovateur de nos employés.

Nous nous engageons à faire preuve d'éthique, à être un bon citoyen corporatif et à offrir un rendement financier soutenu à nos actionnaires et partenaires.

Faits saillants financiers 2006 et information boursière

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)

	2006	2005	2004	2003
	(12 MOIS)	(12 MOIS)	(15 MOIS) (REDRESSÉ) (1)	(12 MOIS)
EXPLOITATION				
Produits de la vente d'énergie	120 002	108 696	91 362	64 096
Part des résultats du Fonds	10 023	8 873	11 722	8 197
BAIIA(2)	42 822	34 084	12 906	5 401
Bénéfice net (perte nette)	15 020	21 088	(1 362)	(5 709)
Marge brute d'autofinancement (2)	24 518	26 219	11 977	7 108
INVESTISSEMENTS				
Nouvelles immobilisations corporelles	19 201	135 753	41 385	12 514
Acquisition d'entreprises	6 749	18 642	1 585	12 616
SITUATION FINANCIÈRE				
Immobilisations corporelles	282 489	262 460	152 076	128 111
Placement(3)	75 553	77 997	82 615	89 969
Actif total	478 383	429 515	273 888	252 716
Dette à long terme	192 493	164 832	37 994	35 005
Avoir des actionnaires	183 602	165 211	150 805	164 871
DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A				
Bénéfice net (perte nette) par action des activités maintenues	0,50\$	0,70\$	(0,03)\$	(0,13)\$
Bénéfice net (perte nette) par action de base	0,50\$	0,70\$	(0,05)\$	(0,19)\$
Bénéfice net (perte nette) par action (dilué)	0,49\$	0,70\$	(0,05)\$	(0,19)\$
Avoir des actionnaires par action en circulation à la fin de l'exercice	6,11\$	5,51\$	5,03 \$	5,52 \$
Moyenne pondérée d'actions en circulation (en milliers)	30 050	29 987	29 913	29 931
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	30 050	29 989	29 987	29 865
RATIO				
Ratio d'endettement à long terme	1,05	1,00	0,25	0,21

(1) Les données financières ont été redressées en fonction de la présentation des états financiers adoptée en 2006, y compris la présentation des activités abandonnées.

(2) Le bénéfice avant amortissement, frais de financement, intérêts créditeurs, éléments inhabituels, charges d'impôt sur le revenu et part des actionnaires sans contrôle. Le BAIIA et la marge brute d'autofinancement ne sont pas des mesures de performance définies par les principes comptables généralement reconnus au Canada. Se référer à l'analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière à la page 26.

(3) Le placement représente la participation de la Société dans le Fonds.

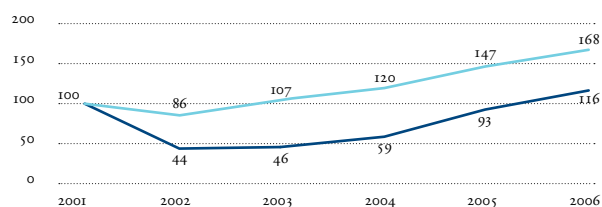
INFORMATION BOURSIÈRE

Titre: actions de catégorie A
 Symbole: BLX
 Bourse: Toronto
 Actionnaire principal (au 31 décembre 2006): Cascades inc. 43%

TRANSACTIONS SUR LES ACTIONS DE CATÉGORIE A

Année financière se terminant le	Actions émises et en circulation	Haut	Bas	Fermeture
31 décembre 2006	30 049 586	11,25\$	7,99\$	10,40\$
31 décembre 2005	29 989 398	9,00\$	5,50\$	8,39\$

ÉVOLUTION DU COURS DE L'ACTION BLX (TSX)



26 % de croissance
du BAIIA⁽¹⁾

20 M\$ du BAIIA attribuable
au secteur éolien

10 % de hausse des produits
de la vente d'énergie

15 M\$ de bénéfice net ou
0,49\$ par action

SECTEUR ÉOLIEN

- >> Croissance de 267 % des produits et de 377 % du BAIIA grâce au rodage efficace des trois nouveaux sites mis en service en France à la fin de 2005, et à une amélioration du taux de disponibilité de l'ensemble du parc éolien.
- >> Mise en place d'un centre de contrôle à distance à la fine pointe de la technologie à Blendecques (France).
- >> Au Québec, poursuite des travaux d'évaluation relatifs à un projet de parc éolien de plus de 400 MW en partenariat avec le Séminaire de Québec et Gaz Métro : à ce jour, les diverses études confirment l'excellent potentiel de ce site.

SECTEUR HYDROÉLECTRIQUE

- >> Augmentation de 9 % des produits de vente d'énergie et de 15 % du BAIIA, malgré la baisse des prix de vente de l'électricité sur le marché du nord-est des États-Unis.

- >> Niveau de production record supérieur de 26 % à celui de 2005 et de 22 % à la moyenne historique, en raison de conditions d'hydraulicité exceptionnelles dans le nord-est des États-Unis.

SECTEUR DU GAZ NATUREL

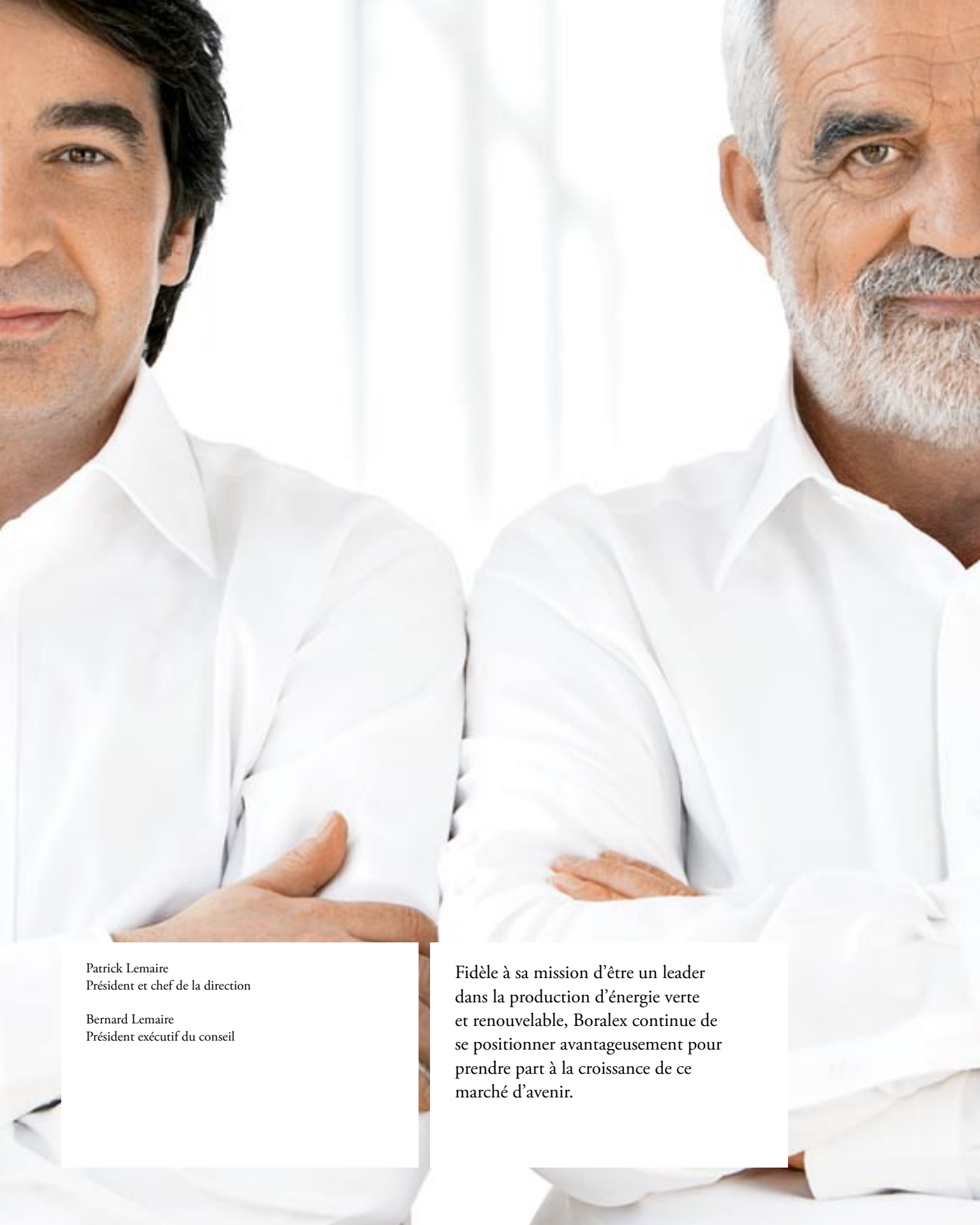
- >> Augmentation de 6 % des produits de la vente d'énergie et de 100 % du BAIIA.
- >> Ventes de 3,4 M\$ du quota excédentaire de CO₂.

SECTEUR DES RÉSIDUS DE BOIS

- >> Baisse de 9 % des produits et de 67 % du BAIIA, pour des raisons d'ordre principalement conjoncturel : recul temporaire de la demande et des prix sur le marché de RECs du Connecticut, diminution des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis et augmentation du coût de l'approvisionnement en résidus de bois.

- >> Signature, en fin d'année, de nouveaux contrats de vente d'électricité d'une durée de 26 mois pour les centrales d'Ashland et de Fort Fairfield, selon des termes reflétant davantage les conditions actuelles du marché.
- >> Qualification de la centrale de Chateaugay pour la vente de RECs sur le marché de l'État de New York et signature d'une entente de vente avec le gouvernement de cet État.
- >> Raffermissement du marché des RECs dans l'État du Connecticut à partir du quatrième trimestre : ventes de 3,9 M\$ de RECs produits par la centrale de Stratton, et vente à terme pour plus de 13 M\$ US sur sa production anticipée de 2007, 2008 et 2009.
- >> Conclusion, en décembre 2006, d'une transaction de monétisation des crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable à être accordés jusqu'en 2009 à certaines centrales américaines de Boralex alimentées en résidus de bois.

(1) Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement



Patrick Lemaire
Président et chef de la direction

Bernard Lemaire
Président exécutif du conseil

Fidèle à sa mission d'être un leader dans la production d'énergie verte et renouvelable, Boralex continue de se positionner avantageusement pour prendre part à la croissance de ce marché d'avenir.

En force pour l'avenir

Après la forte expansion réalisée en 2005, l'exercice 2006 a été une période de consolidation et de développement interne pour Boralex. Outre l'optimisation de nos nouvelles infrastructures éoliennes en France, nous avons continué d'approfondir et de diversifier nos compétences dans l'exploitation de centrales d'énergie, en renforçant notre équipe et en nous dotant d'outils de performance uniques dans l'industrie.

Résultats et faits marquants de l'exercice 2006

Sur le plan financier, bien que les produits de Boralex aient affiché une croissance de plus de 10 % pour atteindre 120 M \$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, sa rentabilité a accusé un recul par rapport à la performance record de 2005, en raison principalement d'une conjoncture plus difficile aux États-Unis pour notre secteur des résidus de bois. En effet, tel que nous l'avions anticipé, le marché naissant des certificats d'énergie renouvelable (« RECs » pour *Renewable Energy Certificates*) dans l'État du Connecticut a traversé l'an dernier une période de transition marquée par un surplus de l'offre par rapport à la demande, ce qui a provoqué une chute temporaire des prix. Cette situation, jumelée à une diminution des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est américain, à la hausse des coûts d'approvisionnement en résidus de bois et à un bris majeur à la centrale de Stratton, explique principalement la baisse du bénéfice net de la Société, qui est passé de 21,1 M \$ ou 0,70 \$ par action en 2005, à 15,0 M \$ ou 0,49 \$ par action en 2006. Cependant, plusieurs développements positifs survenus vers la fin de l'exercice 2006 et au début de la nouvelle année, incluant le redressement que nous attendions du marché des RECs, nous permettent d'anticiper une amélioration marquée des résultats de ce secteur en 2007.

Tous les autres secteurs de Boralex ont affiché de bonnes performances en 2006. Notre principal moteur de croissance a été l'expansion majeure réalisée à la toute fin de 2005 par notre secteur éolien en France, qui a plus que triplé sa puissance installée. Au total, 42 nouvelles éoliennes ont ainsi été intégrées

et rodées tout au long de l'année 2006, avec une efficacité qui mérite d'être soulignée. Au cours des cinq dernières années, Boralex aura investi près de 200 M \$ pour établir sa présence et développer son savoir-faire dans ce marché où elle se positionne aujourd'hui parmi les producteurs d'énergie éolienne les plus importants et surtout, les plus expérimentés de France.

Au dernier exercice, nos résultats ont aussi bénéficié de conditions d'hydraulicité particulièrement favorables à la productivité de nos centrales hydroélectriques, de la vente des excédents du quota de bioxyde de carbone (« CO₂ ») de notre centrale française de cogénération au gaz naturel, ainsi que d'une augmentation significative de notre quote-part des résultats de Fonds de revenu Boralex énergie, dont Boralex est le principal actionnaire et gestionnaire.

À la suite de l'annonce, en octobre 2006, de nouvelles dispositions fiscales envisagées par le gouvernement fédéral à l'endroit des fiducies de revenu, lesquelles entreraient en vigueur en 2011, le Fonds a mis sur pied un comité indépendant afin d'évaluer les diverses options qui s'offrent à lui. Par ailleurs, le Fonds a annoncé le 2 mars 2006 qu'il entamait un processus de sollicitation dans le but d'obtenir des soumissions menant à une vente ou à une fusion potentielle du Fonds. Les actionnaires de Boralex seront informés en temps opportun de tout développement important dans ce dossier et de son impact sur Boralex.

Finalement, l'exercice 2006 a donné lieu à diverses transactions financières qui confèrent à Boralex une flexibilité accrue en vue de poursuivre son expansion. Ces transactions incluent la mise en place en début d'année d'une marge de crédit rotative de 85 M \$ et, plus récemment, la conclusion d'une importante opération permettant à Boralex de monétiser les crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable auxquels certaines de ses centrales américaines alimentées en résidus de bois auront droit jusqu'en 2009. Une somme de 14,5 M \$ US a été encaissée au quatrième trimestre relativement à cette opération et une somme supplémentaire d'environ 12,8 M \$ US sera encaissée au cours des trois prochains exercices suite à cette transaction et en fonction du volume de production de nos centrales aux résidus de bois.

« Nous prévoyons une solide performance pour Boralex en 2007, portée par les tendances favorables qui se dessinent au sein de nos marchés cibles et par les efforts que nous avons investis ces dernières années pour optimiser le rendement de nos centrales et développer notre expertise. »

Perspectives

Le secteur des résidus de bois, en particulier, devrait connaître cette année un redressement substantiel de sa rentabilité. D'une part, la tendance à la hausse de la demande et des prix amorcée depuis le quatrième trimestre de 2006 sur le marché des RECs du Connecticut prend de la vigueur. Cette tendance devrait se poursuivre au cours des prochaines années, en raison notamment de l'augmentation du pourcentage minimum d'énergie renouvelable imposé aux distributeurs d'électricité par l'État du Connecticut, où la centrale de Stratton est qualifiée pour la vente de RECs. Ce pourcentage aura plus que triplé d'ici 2010 par rapport à son niveau de 2006. Ainsi, en plus d'avoir conclu des contrats fermes pour la vente de la majeure partie des RECs qu'elle prévoit produire au cours de l'année 2007, notre centrale de Stratton a déjà trouvé preneur pour une partie de sa production de 2008 et de 2009, ce qui représente à ce jour des revenus totalisant plus de 13 M\$ US. Quant à la centrale de Chateaugay, qualifiée au marché des RECs de l'État de New York depuis février 2006, elle a conclu récemment un contrat de vente de RECs avec une agence du gouvernement de cet État, effectif depuis le 1^{er} avril 2006, pour une durée de dix ans. Nous évaluons présentement les autres marchés de RECs de la Nouvelle-Angleterre, en vue de qualifier d'autres de nos centrales aux résidus de bois.

D'autre part, plusieurs développements porteurs ont été réalisés par la Société dans le secteur des résidus de bois au cours des dernières années, et plus particulièrement en 2006, afin de stabiliser et d'optimiser ses ventes d'électricité, de même que la rentabilité de ses centrales. Parmi les faits saillants, mentionnons le renouvellement, effectif depuis janvier 2007, des contrats de vente d'électricité des centrales d'Ashland et Fort Fairfield pour les deux prochaines années, selon des termes reflétant davantage la réalité actuelle du marché. Ceci aura pour effet d'améliorer significativement la rentabilité de ces centrales en même temps que le prix de vente moyen par mégawattheure (« MWh ») de notre secteur des résidus de bois, même si nous prévoyons que les prix de vente sur le marché libre demeureront relativement stables en 2007. En outre, des contrats de vente à terme ont été conclus à l'égard d'une partie importante de la production prévue des centrales de Stratton et de Livermore Falls pour l'année 2007, ce qui contribuera à sécuriser leurs revenus. Boralex a également entrepris de se prévaloir des avantages offerts par un

nouveau marché, le *Forward Capacity Market*, qui permet aux producteurs d'énergie dont nos centrales à base de résidus de bois de toucher des redevances basées sur la puissance disponible. Ce nouveau produit représentera une source non négligeable de revenus récurrents à partir de 2007. Parallèlement, notre secteur des résidus de bois poursuit ses efforts afin d'améliorer la disponibilité, la qualité et les coûts de sa matière première, un élément central de son programme global d'optimisation de la productivité et de l'efficacité de ses centrales.

Nous anticipons également une participation croissante de notre secteur éolien à la rentabilité de Boralex, puisqu'il bénéficiera en 2007 de la pleine contribution des nouvelles fermes du Massif Central et de Plouguin, construites en 2005 et rodées en 2006. Une nouvelle ferme éolienne de 12 MW sera également mise en service au milieu de l'exercice, tandis qu'un site existant fera l'objet d'une expansion de sa capacité plus tard dans l'année. Étant donné que le prix de vente moyen réalisé par nos actifs en France est supérieur aux prix obtenus en Amérique du Nord, l'augmentation de la production de ce secteur a un effet bénéfique significatif sur la rentabilité de Boralex. En outre, la performance de ce secteur profitera d'une gestion technique de plus en plus efficace et proactive de l'ensemble du parc éolien de Boralex. Puisant dans l'expérience de la gestion à distance et de l'entretien préventif de centrales que Boralex a développée depuis plusieurs années dans le secteur hydroélectrique, notre équipe en France a notamment mis en service l'an dernier un centre de gestion à distance à la fine pointe, auquel tous nos actifs français de production d'énergie sont désormais reliés. Elle a aussi mis au point des outils sophistiqués de communication et de surveillance en temps réel de l'environnement physique et de la performance des éoliennes, dont l'utilisation a des effets positifs sur le taux de disponibilité, la productivité et les frais d'entretien de ces dernières. De tels outils seront d'une précieuse utilité pour tous nos projets éoliens futurs, quelle qu'en soit la région.

Depuis cinq ans, nous avons adopté une approche prudente afin de nous initier à la production d'énergie éolienne. Maintenant que nous avons fait nos preuves et acquis une solide expertise dans l'exploitation de sites de 12 à 39 MW, nous sommes prêts à aborder des projets de plus grande envergure. Le gouvernement français a exprimé sa volonté de multiplier par dix la production éolienne du pays d'ici dix ans, volonté qui s'exprime notamment

par une législation propice aux intervenants de ce secteur. Ceci nous incite à poursuivre une stratégie d'investissements ambitieuse en France, où nous visons à accroître de façon substantielle notre puissance installée dans un avenir rapproché. Nous entendons également explorer les occasions de croissance dans d'autres pays d'Europe.

En partenariat avec Gaz Métro et le Séminaire de Québec, nous poursuivons au Québec le projet de la Seigneurie de Beauré en vue d'y implanter un parc éolien de plus de 400 MW. Ce projet sera soumis cette année à l'appel d'offres visant 2 000 MW additionnels lancé par Hydro-Québec Distribution en 2005. Les nombreuses études réalisées à ce jour sur ce vaste site, exceptionnellement bien situé, en confirment l'excellent potentiel.

Un engagement renouvelé envers la création de valeur économique dans le respect de l'environnement et des communautés

Alors que s'affirme chaque jour davantage un mouvement profond au sein de l'opinion publique et de la plupart des gouvernements des pays industrialisés vers une action concrète pour contrôler les gaz à effet de serre et protéger l'environnement, nous réitérons et précisons notre vision de l'avenir de Boralex. Cette vision est fondée sur le choix fondamental que nous avons fait dès le départ : celui de concilier la création de valeur pour nos actionnaires et notre engagement actif sur le plan environnemental et sociétal, dans un véritable esprit de développement durable.

Du point de vue strictement économique, il est indéniable que l'engouement récent pour l'énergie renouvelable, en particulier éolienne, fait apparaître de nouveaux défis dont une concurrence accrue pour les équipements, une montée du prix d'acquisition des projets et l'entrée sur le marché de grandes sociétés de capital. Non seulement pensons-nous que Boralex est en bonne position pour relever ces défis, mais nous y voyons de véritables opportunités de croissance. La vague de capitaux et de nouveaux projets de production d'énergie renouvelable qui s'annonce sur ce marché en pleine croissance pourrait donner naissance à une vaste base d'actifs qui devront être rentabilisés dans les meilleurs délais et offrir par la suite un rendement non

seulement acceptable, mais stable et prévisible. Ce résultat dépendra en large part de la capacité d'exploiter ces actifs de façon optimale, c'est-à-dire, en maximisant à la fois leur performance et leur fiabilité, ce qui exige un savoir-faire éprouvé, des compétences techniques particulières et des outils spécialisés, notamment en entretien préventif. Ce sont autant de conditions que Boralex réunit grâce à la solidité, l'expérience et le talent exceptionnel de son équipe.

La première force de Boralex est d'être, d'abord et avant tout, un exploitant doté de connaissances éprouvées dans la production d'énergie renouvelable et d'une vision à long terme. Cette activité constitue notre champ d'expertise depuis plus de 15 ans et nous y avons acquis et développé des compétences rares sur le marché, d'autant plus qu'elles se rapportent à différents types de production d'énergie et à des conditions naturelles fort variées. La seconde force de Boralex est son expérience en évaluation et développement de sites, qu'elle pourra mettre à profit comme une des options qui lui permettront de poursuivre son expansion dans les mois et les années à venir. Ainsi, tout en recherchant constamment les occasions d'acquiescer des projets ou des actifs opérationnels répondant à nos critères stratégiques et financiers, nous verrons également à identifier des sites à fort potentiel que nous développerons, seul ou en partenariat.

Nous sommes déterminés à continuer de faire croître Boralex, principalement en Amérique du Nord et en Europe, conformément à ses valeurs intrinsèques et dans un souci constant de minimiser les coûts et les risques associés à ses projets de croissance comme à ses opérations courantes. Le développement équilibré et rentable de la Société continuera de prendre appui sur sa diversification géographique, sectorielle et technologique, sur l'expertise de son équipe et sur son appropriation continue de nouvelles compétences techniques et de nouveaux outils de pointe.

En guise de conclusion, nous désirons remercier tous les membres de l'équipe Boralex pour leur dévouement et l'énergie exemplaire qu'ils mettent, autant à relever les défis qu'à réagir aux opportunités qui permettent de faire évoluer l'entreprise conformément à sa vision. Nous remercions également les actionnaires de Boralex de nous accorder leur confiance, ainsi que les membres du conseil d'administration de leur participation avisée.

(s) Bernard Lemaire

Bernard Lemaire
Président exécutif du conseil

(s) Patrick Lemaire

Patrick Lemaire
Président et chef de la direction

le vent

invisible,
nous lui *empruntons*
sa force

6 sites éoliens
en France

60 éoliennes

89 MW

19 %

*des produits de la vente
d'énergie en 2006*

1 site éolien
en construction

6 éoliennes

12 MW



Nos actions pour un environnement vert

Énergie éolienne

En décembre 2005, nous mettons en service trois nouveaux sites éoliens en France, dont deux dans le Massif Central (57 MW) et un à Plouguin, en Bretagne (8 MW). En l'espace de quelques semaines, le nombre d'éoliennes exploitées par Boralex est ainsi passé de 18 à 60, ce qui a eu pour effet de presque quadrupler la puissance installée de notre parc éolien et de positionner Boralex parmi les plus importants producteurs éoliens de France, avec une part estimée à environ 10 % de la production nationale au cours de l'année 2006. Le fait que notre base d'actifs est diversifiée géographiquement, en plus de limiter nos risques opérationnels, nous confère une expertise distinctive dans l'exploitation d'éoliennes soumises à des conditions différentes (bord de mer, montagne, plaine, etc.), laquelle facilitera l'implantation éventuelle de Boralex dans d'autres régions propices au développement éolien.

Le secteur éolien de Boralex a donc entrepris l'exercice 2006 avec un défi considérable : intégrer cette expansion majeure le plus rapidement et le plus efficacement possible, ce qui s'est traduit par l'embauche de nouveaux employés, une formation intensive de tous les opérateurs – notamment en techniques d'inspection et d'entretien préventif – et la mise en service d'un centre de contrôle à la fine pointe de la technologie. Situé à Blendecques, ce centre, inspiré de celui que Boralex exploite depuis 1989 à Kingsley Falls (Québec), permet de gérer à distance l'ensemble de nos sites à l'aide d'outils de communication et de surveillance de dernière technologie, en majeure partie développés à l'interne, dont un système

d'analyse en temps réel de la performance des éoliennes.

Nous avons eu à surmonter des défis considérables au début de la période de rodage, en raison de conditions de givre plus intenses que la normale et de défaillances sur certains équipements. Non seulement les correctifs nécessaires ont-ils été rapidement apportés, mais nous avons intensifié nos démarches pour mettre au point des méthodes préventives développées sur mesure, uniques dans l'industrie éolienne. Par exemple, Boralex est actuellement en attente d'un brevet pour une nouvelle méthode de prévention du glaçage des pales développée à l'interne.

Contrairement aux autres méthodes en usage dans l'industrie, notre technologie permet, à l'aide de mesures des différents paramètres météorologiques, de détecter les situations propices à l'apparition de glace avant qu'elles ne se produisent. Les opérateurs peuvent ainsi procéder immédiatement à l'arrêt préventif des turbines jusqu'à ce que les conditions climatiques s'améliorent, ce qui réduit radicalement les risques de bris et les dangers de projection de glace. En augmentant la fiabilité et la disponibilité des équipements, cette avancée technologique se reflète directement sur le rendement opérationnel et financier de notre parc éolien. Jumelée aux autres mesures proactives et outils de contrôle que nous utilisons, cette innovation nous a notamment permis de hausser progressivement le taux moyen de disponibilité de nos éoliennes au courant de l'année.

En 2006, le secteur éolien de Boralex a produit 189 964 MWh d'électricité, performance qui devrait s'accroître de façon



Nos éoliennes, celles d'Ally ou d'ailleurs, s'insèrent tout naturellement dans leur environnement.

significative en 2007, puisque le rodage de nos nouvelles infrastructures est terminé. De plus, en juin 2007, nous mettrons en service dans la région de St-Agrève notre septième ferme qui comptera six éoliennes totalisant 12 MW. Cette région étant située près du Massif Central, nous bénéficierons de certaines synergies opérationnelles. Dans la seconde moitié de l'exercice 2007, nous planifions augmenter de 4 MW la capacité de notre ferme d'Avignonet-Lauragais, ce qui aura un effet favorable sur sa rentabilité. D'autres projets sont en cours en France, dont certains dans le cadre de protocoles d'entente conclus en 2005 avec des développeurs afin de valoriser des projets éoliens représentant un potentiel de 70 MW additionnels.

Au Québec, le projet entrepris en 2005 en partenariat avec Gaz Métro et le Séminaire de Québec afin de développer et d'exploiter, le cas échéant, un site éolien

l'eau

essentielle à la vie,
nous en *saisissons* sa
puissance au passage

8 centrales hydroélectriques
en Nouvelle-Angleterre,
au Québec et en France

26 MW

9%

*des produits de la vente
d'énergie en 2006*

de plus de 400 MW sur les terres de la Seigneurie de Beupré, se déroule de façon fort positive. Les études nécessaires (dont celles sur les impacts environnemental, paysager et sonore) ont été effectuées à notre satisfaction et déposées auprès des ministères concernés. Nous avons accumulé plus de 15 mois de mesures des vents sur le site, où une douzaine de tours de mesure ont été installées. En outre, celles-ci ont été munies de nos appareils de détection du givre et d'analyse des paramètres météorologiques, une technologie qui s'avère hautement utile dans le cadre de ce projet et qui nous accordera un avantage indéniable dans nos autres projets éventuels au Québec et ailleurs en Amérique du Nord et en Europe.

Énergie hydroélectrique

L'exploitation de centrales hydroélectriques fut l'un des premiers champs d'expertise de Boralex, dans lequel elle a souvent fait figure de pionnière par ses approches novatrices, notamment en matière de gestion à distance de centrales et d'entretien préventif. Comme la majeure partie des actifs du secteur hydroélectrique de Boralex est aujourd'hui située dans l'État de New York, son équipe a également acquis, au cours des dernières années, une expertise de pointe dans la mise en marché de produits d'électricité sur le marché libre.

Bon an mal an, les centrales hydroélectriques constituent une source fiable de revenus et de rentabilité pour Boralex, malgré des fluctuations inévitables dans leur productivité résultant de la force et la constance des débits d'eau. À ce chapitre, l'année 2006 a été très positive, donnant lieu à des conditions d'hydraulicité beaucoup plus favorables qu'en 2005, surtout dans le nord-est des États-Unis. Au total, nos huit centrales ont produit 138 518 MWh, affichant une hausse de 26 % sur l'exercice 2005 et surpassant de 22 % leur moyenne historique. Les centrales américaines ont même surpassé leur niveau de production record de 2004,

pour enregistrer la meilleure performance depuis leur construction vers la fin des années 1980 et ce, en dépit d'un entretien majeur effectué en août 2006 à la centrale américaine de Warrensburg qui l'a rendue inopérante pendant trois mois. Malgré la baisse du prix de vente de l'électricité sur le marché libre, la bonne productivité de nos centrales hydroélectriques, jumelée aux efforts constants que nous déployons pour améliorer leur fiabilité et diminuer les coûts d'entretien, a permis à ce secteur d'afficher une solide rentabilité en 2006.

Au cours des trois dernières années, nous avons apporté d'importantes améliorations à nos méthodes de gestion préventive. Par exemple, nous utilisons de façon régulière des techniques non destructives pour détecter toute anomalie sur les différentes composantes de nos machines. Dans le domaine de la gestion à distance, nous nous apprêtons à lancer un programme d'efficacité des turbines en temps réel basé sur des technologies nouvelles.

Nous sommes confiants quant à la performance du secteur hydroélectrique en 2007, compte tenu des initiatives en cours pour améliorer leur fiabilité et leurs coûts. Nous continuons, par ailleurs, de rechercher et d'étudier les projets potentiels d'acquisitions ou d'implantation de centrales qui, conformément à la vision de Boralex, permettront la croissance à long terme de ce type par excellence de production d'énergie verte et renouvelable.

Énergie à base de résidus de bois

Implantée depuis 1998 dans ce secteur, Boralex est le plus important producteur d'énergie à base de résidus de bois en Amérique du Nord. En 2006, l'acquisition d'une sixième centrale de 18 MW, à Stacyville (Maine), a fait passer notre puissance installée à 204 MW.

Depuis quelques années, nous poursuivons une stratégie comportant plusieurs volets dans le but d'optimiser nos ventes d'électricité en fonction des prix du marché, et d'exploiter au maximum les autres

sources de revenus et de profits auxquelles notre expertise de producteur d'énergie renouvelable nous donne accès. Parmi elles, le marché des RECs constitue une opportunité particulièrement prometteuse. En 2006, cependant, nos revenus provenant de ce secteur ont été affectés par deux événements. En premier lieu, le marché des RECs au Connecticut a connu une période de transition qui s'est traduite par une diminution importante des prix de vente, nous incitant à retarder la vente d'une partie des RECs produits par notre centrale de Stratton (Maine) à une date ultérieure. En deuxième lieu, cette centrale a fait l'objet de bris successifs qui ont empêché sa production de RECs pendant près de 75 jours. Des mesures préventives ont été mises en place afin d'éviter, dans la mesure du possible, la récurrence d'un événement de ce genre. Quant au marché des RECs du Connecticut, le raffermissement de la demande et des prix que nous avions anticipé pour 2007 s'est effectivement matérialisé lors du quatrième trimestre de 2006. Le début d'un nouveau cycle haussier causé par une demande accrue nous a donné l'occasion de signer une série d'ententes fermes portant sur la vente de la majeure partie de la production de

Au fil de l'eau, la centrale d'Huntingville cohabite respectueusement avec son milieu.



le feu

apprivoisé,
nous en *canalisons*
la vigueur

6 centrales
thermiques
dans le nord-est
des États-Unis

204 MW

60 %

*des produits de la vente
d'énergie en 2006*

1 centrale
de cogénération
en France

14 MW

12 %

*des produits de la vente
d'énergie en 2006*



la centrale de Stratton prévue pour 2007, et même sur une partie de celle de 2008 et de 2009.

Une autre étape importante a été franchie quand notre centrale de Chateaugay (New York) s'est qualifiée officiellement pour le marché des RECs de l'État de New York en février 2006, ce qui lui a permis de vendre ses RECs produits entre le 1^{er} avril et le 31 décembre 2006. Ces développements positifs nous laissent croire que le marché des certificats d'énergie renouvelable dans le nord-est des États-Unis représentera un important facteur de performance pour le secteur des résidus de bois de Boralex au cours des prochains trimestres et dans les années à venir.

Par ailleurs, afin d'optimiser les produits venant de la vente d'électricité, nous devons nous assurer de la disponibilité de résidus de bois de qualité et en quantité suffisante, ce qui représente un défi de taille dans le contexte actuel de rareté de cette matière première. C'est pourquoi Boralex a mis de l'avant, depuis 2004, une approche novatrice qui consiste à fournir à des entrepreneurs établis à proximité de nos centrales des équipements spécialisés permettant de récupérer les têtes et branches d'arbres abandonnés en forêt par les exploitants forestiers, une matière première de qualité qui serait autrement non valorisée. En 2006, nous avons plus que doublé le nombre de ces équipements. Nous en comptons actuellement 17, opérés par une douzaine de partenaires qui fournissent à nos centrales environ 600 000 tonnes de résidus par année, comblant ainsi plus de 33 % de leurs besoins. Les résidus de bois produits par la récolte forestière sont ainsi devenus notre principale source d'approvisionnement, ce qui aura à moyen terme un effet bénéfique sur le rendement et les coûts d'entretien des centrales, compte tenu de la propreté et la qualité de combustion de cette matière. Nous nous procurons également du bois de construction et de démolition par le



Le feu transforme en énergie les résidus de bois, ressources autrement abandonnées.

biens de fournisseurs locaux, ainsi que des résidus de bois urbain et industriel par l'entremise de notre centre de cueillette et de tri situé à Montréal. Boralex cherche et analyse constamment les options et les différentes combinaisons possible de qualité de bois qui lui permettront d'optimiser ses coûts en rapport aux taux de combustion, et de diminuer les frais de transport.

Enfin, nous avons entrepris en 2006 un programme d'optimisation globale de la performance des centrales pour leur permettre de produire à moindres coûts et d'atteindre un meilleur rendement sans investissements importants. Ce programme commence par un contrôle rigoureux de la qualité de la matière première, accompagné d'un ensemble d'initiatives visant à améliorer l'efficacité des chaudières et de l'équipement. À l'heure actuelle, certaines usines ont déjà atteint leur rendement optimal, tandis que les autres devraient le faire au cours des prochains trimestres. Au cours de l'exercice 2006, le programme d'optimisation des centrales ainsi que l'amélioration de nos pratiques d'approvisionnement ont contribué à augmenter la production du secteur des résidus de bois de plus de 7 %, si l'on exclut la centrale de Stratton et la nouvelle centrale de Stacyville. Incluant ces dernières, la

production de l'année 2006 a totalisé 1 010 206 MWh.

L'exercice 2007 s'annonce sous des auspices favorables à plusieurs égards, d'autant plus que les centrales d'Ashland (Maine) et de Fort Fairfield (Maine) ont entrepris l'année avec des contrats de vente d'électricité mieux adaptés aux conditions actuelles du marché et leur structure de coûts. Au cours des prochaines années, nous poursuivrons nos efforts pour garantir la disponibilité de nos centrales et livrer l'énergie de façon constante et rentable.

Centrale alimentée en gaz naturel

Boralex exploite en France une centrale de cogénération qui fournit en vapeur une usine de carton-caisse et vend son électricité à Électricité de France (« EDF »). Depuis deux ans, compte tenu du prix élevé du gaz naturel et des clauses particulières de son contrat avec EDF, cette unité a décidé d'interrompre sa production d'électricité pendant la période estivale, tout en continuant de desservir son client en vapeur à l'aide d'une chaudière auxiliaire. Jusqu'ici, ce manque à gagner a été compensé par la vente de l'excédent du quota de CO₂ ainsi générés, selon le mécanisme mis sur pied par l'Union européenne à la suite de la mise en œuvre du protocole de Kyoto en Europe. La centrale prévoit maintenir le même mode de fonctionnement en 2007, décision qui serait réévaluée éventuellement si les coûts du gaz naturel venaient à baisser significativement.

Énergie à base
de résidus de bois

204_{MW}

6 CENTRALES À BASE
DE RÉSIDUS DE BOIS
1 CENTRE DE TRI

Ashland

(Maine, États-Unis)

Puissance installée: 40 MW

Capacité de production annuelle:
252 GWh

Chateaugay

(New York, États-Unis)

Puissance installée: 20 MW

Capacité de production annuelle:
140 GWh

Fort Fairfield

(Maine, États-Unis)

Puissance installée: 36 MW

Capacité de production annuelle:
240 GWh

Livermore Falls

(Maine, États-Unis)

Puissance installée: 40 MW

Capacité de production annuelle:
252 GWh

Stacyville

(Maine, États-Unis)

Puissance installée: 18 MW

Capacité de production annuelle:
125 GWh

Stratton

(Maine, États-Unis)

Puissance installée: 50 MW

Capacité de production annuelle:
370 GWh

**Centre de tri et de collecte de bois
urbain résiduel de Montréal**

(Québec, Canada)

Capacité annuelle de recyclage:
70 000 tonnes

Énergie
éolienne

89_{MW}

6 SITES ÉOLIENS
60 ÉOLIENNES
1 SITE EN CONSTRUCTION

Avignonet-Lauragais

(France)

Puissance installée: 8 MW

Capacité de production annuelle:
20 GWh

Augmentation prévue: 4 MW

Chépy

(France)

Puissance installée: 4 MW

Capacité de production annuelle:
7,1 GWh

Nibas

(France)

Puissance installée: 12 MW

Capacité de production annuelle:
21,4 GWh

Ally-Mercoeur

(France)

Puissance installée: 39 MW

Capacité de production annuelle:
78 GWh

Cham de Cham Longe

(France)

Puissance installée: 18 MW

Capacité de production annuelle:
58 GWh

Plouguin

(France)

Puissance installée: 8 MW

Capacité de production annuelle:
21 GWh

St-Agrève

(en construction)

(France)

Puissance confirmée: 12 MW

Énergie
hydroélectrique

26_{MW}

8 CENTRALES
HYDROÉLECTRIQUES

East Angus

(Québec, Canada)

Puissance installée: 2,2 MW

Capacité de production annuelle:
15 GWh

Huntingville

(Québec, Canada)

Puissance installée: 0,3 MW

Capacité de production annuelle:
1 GWh

La Rochette

(France)

Puissance installée: 1 MW

Capacité de production annuelle:
3 GWh

Fourth Branch

(New York, États-Unis)

Puissance installée: 3,1 MW

Capacité de production annuelle:
14 GWh

Middle Falls

(New York, États-Unis)

Puissance installée: 2,3 MW

Capacité de production annuelle:
10,2 GWh

New York State Dam

(New York, États-Unis)

Puissance installée: 11,4 MW

Capacité de production annuelle:
48,4 GWh

Sissonville

(New York, États-Unis)

Puissance installée: 3 MW

Capacité de production annuelle:
13,3 GWh

Warrensburg

(New York, États-Unis)

Puissance installée: 2,9 MW

Capacité de production annuelle:
10,9 GWh

Énergie à base
de gaz naturel

14_{MW}

1 CENTRALE DE COGÉNÉRATION
ALIMENTÉE EN GAZ NATUREL

Centrale de Blendecques

(France)

Puissance installée: 14 MW

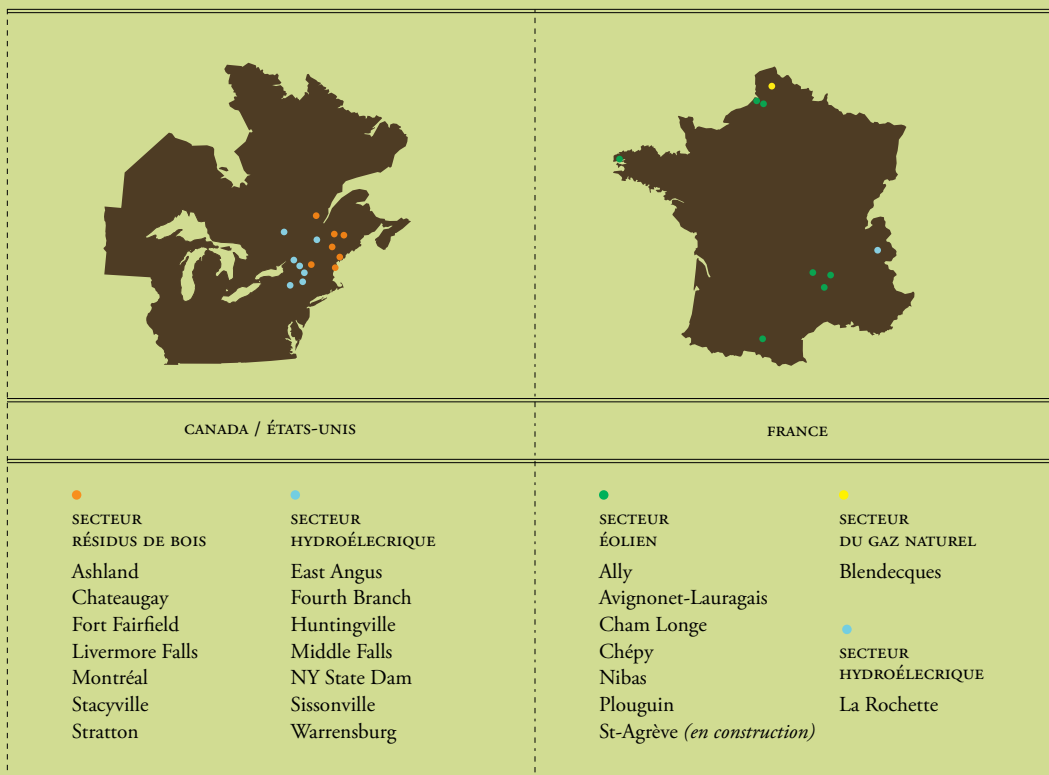
Capacité de production annuelle:
82 GWh

Production annuelle de vapeur:

528 000 milliers de livres

Nos sites

Une puissance installée totalisant 333 MW, sur deux continents et dans quatre secteurs de production d'énergie.



Protection de
l'environnement,
responsabilité sociale
et création de
valeur économique
sont des engagements
indissociables
chez Boralex.

Le principe de développement durable est au cœur même de notre mission d'entreprise. Il dicte l'ensemble de nos stratégies de croissance, nos pratiques de gestion, l'exploitation quotidienne de nos actifs, ainsi que nos relations avec les différentes parties prenantes de notre entreprise.

ENVIRONNEMENT

Borex a produit plus de 1 338 688 MWh d'énergie propre et renouvelable en 2006, assez pour fournir 95 427 foyers, évitant ainsi l'émission de 139 000 tonnes de CO₂¹.

Borex s'est dotée, il y a plusieurs années, d'une mission environnementale qui canalise nos ressources et notre savoir-faire vers la mise en place de processus opérationnels les mieux à même de contribuer à la protection de l'environnement. Dans ce contexte, nous promovons l'acquisition et le développement à l'interne de technologies novatrices qui, tout en améliorant notre productivité, minimisent notre empreinte environnementale.

De plus, l'insertion harmonieuse de nos installations et le développement de nos projets dans le respect de l'environnement demeurent une priorité pour Borex.

Dans le secteur de l'énergie hydroélectrique, Borex exploite des centrales au fil de l'eau qui minimisent l'impact sur la faune et la flore aquatique. Nous avons également fait preuve d'innovation et de responsabilité par le biais d'un processus favorisant la dévalaison et la montaison entre autres des saumons qui vivent dans certaines des rivières qui alimentent nos centrales.

Chaque année, nos six centrales thermiques valorisent plus de 1 800 000 tonnes de résidus de bois qui auraient autrement été gaspillés ou enfouis. Les centrales de Borex ont fait l'objet d'importants investissements depuis 2004 afin de les équiper de systèmes avancés de contrôle des airs de combustion et des émissions atmosphériques d'oxydes d'azote, de monoxyde de

carbone et de particules des chaudières à résidus de bois. De plus, nous valorisons pour des fins agricoles les cendres issues de la combustion des résidus de bois là où la loi le permet.

Depuis 2005, notre centrale de cogénération alimentée en gaz naturel de Blendecques participe au marché de la vente des excédents de quotas d'émission de CO₂ en Europe.

SOCIÉTÉ

En 2006, Borex a consacré 2,7 % de sa masse salariale à la formation. Les employés ont ainsi bénéficié de 7 301 heures de formation.

Le respect de la société est une préoccupation constante pour Borex. Nos employés sont d'ailleurs notre actif le plus précieux. Borex reconnaît leur contribution essentielle à son succès et développe à leur bénéfice des politiques de gestion transparentes, proactives et stimulantes.

À la base, Borex priorise une communication franche, une politique de portes ouvertes et une culture d'équité où aucune discrimination n'est permise, et où il y a toujours place pour les idées novatrices afin que chacun et chacune puissent se développer selon son plein potentiel.

Nous mettons de l'avant des pratiques rigoureuses et étoffées en matière de santé et sécurité au travail, priorité pour la direction. Outre sa politique de participation aux bénéficiaires, Borex offre à ses employés un régime d'avantages sociaux et d'assurances collectives avantageux et compétitif, ainsi qu'un programme de reconnaissance des années de service.

Par de nombreuses initiatives, Borex encourage le développement personnel de ses employés et investit pour augmenter leur qualité de vie. Diverses activités sociales et sportives ont d'ailleurs lieu tout au long de l'année pour favoriser le bien-être de nos employés et l'esprit d'équipe qui règne au sein de l'entreprise.

Borex respecte aussi les gens qui habitent les diverses régions où nous poursuivons nos activités. Nous faisons en sorte que notre développement prenne appui sur le dialogue et la concertation avec les élus ainsi qu'avec les communautés qui nous accueillent et qu'il soit respectueux du cadre de vie de la population et la valorisation touristique du milieu naturel. En plus de respecter leur environnement de vie, Borex soutient les communautés qui accueillent nos installations par le biais de divers dons et commandites. Plus de 140 organismes ont ainsi reçu depuis trois ans un appui financier de notre part.

ÉCONOMIE

Au cours des trois dernières années, Borex a investi plus de 238 M\$ en divers projets de développement.

Borex croit et démontre depuis plusieurs années qu'il est possible de créer une plus-value pour ses actionnaires tout en contribuant au développement durable de notre société. D'ailleurs, la nature même de nos activités de production d'énergie verte s'inscrit dans ce mouvement.

Borex cherche non seulement le rendement financier de ses actionnaires, mais également le développement économique de ses employés, fournisseurs et partenaires. Qui plus est, la réussite financière de Borex contribue à la santé économique du Québec, tout en générant des retombées directes pour les différentes régions où nous exploitons des sites.

Enfin, Borex fait preuve en tout temps de transparence et respecte les règles de bonne gouvernance. Chaque employé s'engage à respecter les principes éthiques définis par Borex. Il en va de même de notre code d'éthique qui guide nos administrateurs en matière de confidentialité, de concurrence et de conflits d'intérêt.

¹ Selon un outil de calcul de RETScreen International



Conseil d'administration

Bernard Lemaire⁽¹⁾
Président exécutif du conseil
Borex inc.
Président du conseil
Cascades inc.

Patrick Lemaire⁽¹⁾⁽³⁾
Président et
chef de la direction
Borex inc.

Germain Benoit⁽³⁾⁽⁴⁾
Président
Capital Benoit inc.

Allan Hogg⁽¹⁾
Contrôleur corporatif
et trésorier
Cascades inc.

Edward H. Kernaghan⁽⁴⁾
Président
Principia Research Inc.
Vice-président exécutif
Kernaghan Securities Ltd
et Kernwood Ltd

Richard Lemaire⁽⁵⁾
Président
Séchoirs Kingsey Falls inc.

Yves Rheault⁽⁵⁾
Administrateur de sociétés
et consultant

Michelle Samson-Doel⁽²⁾⁽⁵⁾
Présidente
Groupe Samson-Doel ltée
et administrateur de sociétés

Pierre Seccareccia⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾
Administrateur de sociétés

Gilles Shooner⁽⁵⁾
Conseiller en environnement

- (1) Membre du comité administratif
- (2) Membre du comité de vérification
- (3) Membre du comité environnement, santé et sécurité
- (4) Membre du comité de régie d'entreprise
- (5) Membre du comité de nomination et de rémunération

Équipe de direction

Bernard Lemaire
Président exécutif du conseil

Patrick Lemaire
Président
et chef de la direction

Jean-François Thibodeau
Vice-président et chef
de la direction financière

Claude Audet
Vice-président et
chef de l'exploitation,
biomasse

Sylvain Aird
Conseiller juridique
principal et secrétaire
corporatif

Denis Aubut
Directeur général,
divisions hydroélectrique
et cogénération au gaz

Patrick Decostre
Directeur général,
Borex S.A.S., France

Mario Dugas
Directeur général,
division biomasse Canada
et achats de fibres

Hugues Girardin
Directeur général,
divisions électrique
et éolienne

Guy D'Aoust
Directeur,
finance et trésorerie

Nathan Hebel
Directeur,
commercialisation d'énergie

Judy Kerwin
Directrice
des ressources humaines

Patricia Lemaire
Directrice des communications

<< Sur la photo, l'équipe de direction de gauche à droite :

Judy Kerwin, Patrick Lemaire, Denis Aubut, Jean-François Thibodeau, Mario Dugas,
Hugues Girardin, Nathan Hebel, Patricia Lemaire, Claude Audet, Patrick Decostre et Sylvain Aird.

Rapport de gestion

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est un producteur privé d'électricité exerçant ses activités au Québec (Canada), dans le nord-est des États-Unis et en France, et employant environ 300 personnes. La Société se spécialise dans la production d'énergie renouvelable. À cette fin, elle possède et exploite 21 sites de production d'énergie combinant une puissance installée de 333 mégawatts (« MW »). En plus de ses propres centrales, Boralex gère également, au Québec et dans le nord-est des États-Unis, dix centrales d'une puissance totalisant 190 MW, appartenant à Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »), dont elle détient 23 % des parts.

Boralex exerce ses activités dans quatre secteurs distincts de production.

>> Au cours des cinq dernières années, Boralex a développé une expertise de pointe dans le domaine de l'**énergie éolienne**, exploitant actuellement six fermes éoliennes en France, d'une puissance installée totalisant 89 MW. Une nouvelle ferme de 12 MW sera mise en exploitation à St-Agrève (France) au cours de l'année 2007.

>> Boralex possède huit centrales d'**énergie hydroélectrique**, dont cinq aux États-Unis, deux au Québec et une en France, combinant une puissance installée de 26 MW. De plus, elle gère pour le Fonds sept centrales hydroélectriques, dont cinq au Québec et deux aux États-Unis, d'une puissance totalisant un peu plus de 96 MW.

>> Boralex est le plus important producteur d'**énergie à base de résidus de bois** en Amérique du Nord, possédant six centrales thermiques dans les États du Maine et de New York (États-Unis), d'une puissance installée totalisant 204 MW. Au Québec, elle gère également pour le Fonds une centrale thermique et une centrale de cogénération à base de résidus de bois, d'une puissance respective de 35 MW et 28 MW. Afin d'assurer une partie de l'approvisionnement en résidus de bois des centrales, Boralex exploite au Québec une division spécialisée dans la collecte, le tri et le recyclage du bois urbain résiduel, Copeaux de bois Secure, et possède des ententes d'approvisionnement en résidus de bois avec divers fournisseurs canadiens et américains.

>> En France, Boralex exploite une centrale de **cogénération alimentée en gaz naturel** de 14 MW produisant aussi 528 000 milliers de livres de vapeur annuellement. De plus, la Société gère pour le Fonds la seule centrale de ce genre au Québec, d'une puissance installée de 31 MW et produisant 870 000 milliers de livres de vapeur par année.

Les actions de Boralex, qui sont détenues à 43 % par Cascades inc., se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX.

COMMENTAIRES PRÉALABLES AU RAPPORT DE GESTION

Général

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, par rapport à l'exercice terminé le 31 décembre 2005, de même que sur la situation financière de la Société à ces dates. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés vérifiés et les notes afférentes contenus dans le présent rapport annuel. Des renseignements additionnels sur la Société, incluant la notice annuelle, les rapports annuels précédents, les rapports de gestion et les états financiers intermédiaires et les communiqués de presse, sont publiés séparément et aussi disponibles sur le site Internet de SEDAR (www.sedar.com).

Dans le présent rapport de gestion, Boralex ou la Société désigne, selon le cas, Boralex inc. et ses filiales et divisions ou Boralex inc. ou l'une de ses filiales ou divisions.

Les renseignements contenus dans le présent rapport de gestion tiennent compte de tout événement important survenu avant le 28 février 2007, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers annuels ainsi que le rapport de gestion.

À moins qu'il ne soit indiqué autrement, l'information financière présentée ci-dessous, ainsi que les montants apparaissant dans les tableaux, sont exprimés en dollars canadiens. Dans le présent rapport de gestion, le sigle « M\$ » signifie « million(s) de dollars ».

Avis quant aux déclarations prospectives

Le rapport de gestion a pour but d'aider le lecteur à comprendre la nature et l'importance des changements et des tendances, de même que les risques et incertitudes liés à l'exploitation et à la situation financière de Boralex. Par conséquent, certaines déclarations, incluant celles ayant trait aux résultats et au rendement pour des périodes futures, constituent des énoncés prospectifs fondés sur des prévisions actuelles, au sens des lois sur les valeurs mobilières. Ces déclarations se caractérisent par l'emploi de verbes à la forme affirmative ou négative, tels que « prévoir », « anticiper », « évaluer », « estimer », « croire », ainsi que d'autres expressions apparentées.

Boralex tient à préciser que, par leur nature même, les déclarations prospectives comportent des risques et des incertitudes et que ses résultats, ou les mesures qu'elle adopte, pourraient différer significativement de ceux qui sont indiqués ou sous-entendus dans ces déclarations, ou pourraient avoir une incidence sur le degré de réalisation d'une projection particulière.

Les principaux facteurs pouvant entraîner une différence significative entre les résultats réels de la Société et les projections ou attentes formulées dans les déclarations prospectives incluent, mais non de façon limitative, l'effet général des conditions économiques, l'augmentation des prix des matières premières, les fluctuations de diverses devises, les fluctuations des prix de vente de l'électricité, la capacité de financement de la Société, les changements négatifs dans les conditions générales du marché et de l'industrie, ainsi que certains autres facteurs décrits à la rubrique *Risques et incertitudes* du présent rapport de gestion.

Aucune assurance ne peut être donnée quant à la concrétisation des résultats, du rendement ou des réalisations tels que formulés ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs. À moins d'y être tenue en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, la direction de Boralex n'assume aucune obligation quant à la mise à jour ou à la révision des déclarations prospectives en raison de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres changements.

Conformité aux principes comptables généralement reconnus

À moins qu'il ne soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport, y compris les montants apparaissant dans les tableaux, est préparée conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). L'information comprise dans ce rapport renferme également certains renseignements qui ne sont pas des mesures de rendement conformes aux PCGR. Par exemple, Boralex utilise le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») car cette mesure permet à la direction d'évaluer le rendement opérationnel et financier des différents secteurs d'activités de la Société. Des renseignements sont fournis à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux PCGR* du présent rapport de gestion, permettant de faire un

rapprochement entre cette mesure et certains postes de l'état des résultats consolidés de Boralex. De plus, Boralex utilise la marge brute d'autofinancement qui correspond aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse de fonds de roulement comme indicateur utile pour mesurer les flux de trésorerie provenant de ses opérations.

Efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière et des contrôles internes à l'égard de l'information financière

La direction a établi et maintient des contrôles et procédures de communication de l'information afin d'offrir l'assurance raisonnable que les informations importantes ayant trait à la Société lui soient transmises rapidement. La direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction financière, a évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de la Société en date du rapport annuel de 2006, et n'a eu connaissance depuis d'aucun changement important à ces contrôles et procédures.

La direction est également responsable de la conception des contrôles internes à l'égard de l'information financière au sein de la Société afin d'offrir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers à des fins externes selon les PCGR. La direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction financière, a évalué la conception des contrôles internes et procédures de la Société à l'égard de l'information financière à la fin de la période couverte par les documents annuels, et elle est d'avis que la conception est adéquate pour fournir ce degré d'assurance raisonnable. À la date du présent rapport, la direction n'a connaissance d'aucun changement dans le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société qui ait ou qui soit raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.

Saisonnalité

Les opérations et les résultats d'une partie des centrales de la Société sont soumis à un cycle saisonnier qui varie selon les secteurs. De plus, l'impact des variations saisonnières diffère selon que les centrales disposent de contrats de vente d'électricité ou non. En effet, pour les 13 centrales de Boralex disposant de contrats de vente d'électricité à long terme selon des prix déterminés (six fermes éoliennes, une centrale hydroélectrique et une centrale de cogénération alimentée en gaz naturel en France, deux centrales hydroélectriques au Québec et une centrale hydroélectrique ainsi que deux centrales alimentées en résidus de bois aux États-Unis), les cycles saisonniers influencent principalement le volume de production. Quant aux huit centrales qui ne disposent pas de tels contrats et qui vendent leur électricité sur le marché libre dans le nord-est des États-Unis (quatre centrales hydroélectriques et quatre centrales thermiques alimentées en résidus de

bois dans les États du Maine et de New York), elles sont davantage exposées aux fluctuations saisonnières qui, en plus d'influencer leur volume de production, ont également un effet sur les prix de vente obtenus sur le marché de l'électricité.

Généralement, les saisons d'hiver et d'été, qui correspondent aux premier et troisième trimestres de Boralex, donnent lieu à une croissance de la consommation d'électricité. Ces deux périodes permettent aux centrales qui ne possèdent pas de contrat de vente d'électricité d'obtenir des prix moyens de vente d'électricité plus élevés. Dans le cas des centrales alimentées en résidus de bois, puisqu'elles sont en mesure de contrôler leur niveau de production, elles fonctionnent à une cadence plus élevée durant ces périodes de plus forte demande. Pour cette raison, elles effectuent leurs travaux d'entretien périodiques au printemps ou à l'automne, ce qui affecte leurs résultats d'exploitation pendant ces périodes.

Quant aux centrales hydroélectriques, leur volume de production dépend des conditions d'hydrologie, lesquelles sont à leur maximum au printemps et généralement bonnes à l'automne, soit aux deuxième et quatrième trimestres de Boralex et ce, tant au Québec que dans le nord-est des États-Unis. Les débits d'eau tendent à diminuer en hiver et durant l'été. Il est à noter que les centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs avec lesquels il lui serait possible de régulariser les débits d'eau.

Dans le secteur éolien, où les activités de Boralex sont actuellement concentrées en France, les conditions de vent sont généralement plus favorables en hiver, soit aux premier et quatrième

trimestres de Boralex. Toutefois, ces périodes présentent des risques plus élevés d'arrêt de production en raison de phénomènes climatiques comme le givre.

Enfin, en vertu du contrat de vente à long terme qui lie la centrale française alimentée en gaz naturel à Électricité de France («EDF»), il existe une clause de plafonnement des prix de l'électricité lorsque la centrale fonctionne durant la période d'avril à octobre. Lorsque les coûts du gaz naturel sont élevés, la marge bénéficiaire réalisée durant cette période ne suffit pas à compenser l'effet du plafonnement des prix de vente de l'électricité. En conséquence, les équipements de cogénération peuvent être mis à l'arrêt, en quel cas la Société fournit alors la vapeur à son client à l'aide d'une chaudière auxiliaire.

En conclusion, bien que la performance de Boralex soit soumise à un cycle saisonnier, la diversification de ses sources de production lui permet d'atténuer ce facteur. De plus, la Société cherche à développer d'autres sources complémentaires de revenus afin d'accroître et sécuriser son chiffre d'affaires. Par exemple, elle participe au marché de la vente de quotas de bioxyde de carbone («CO₂») en France, ainsi qu'au marché des certificats d'énergie renouvelable («RECs» pour *Renewable Energy Certificates*) et au *Forward Capacity Market* des États-Unis.

(Pour obtenir plus d'information sur l'évolution trimestrielle des résultats de Boralex au cours des deux derniers exercices, le lecteur est invité à se référer au tableau *Information trimestrielle choisie* présenté dans les renseignements supplémentaires figurant à la suite de ce rapport de gestion.)

INFORMATION CONSOLIDÉE SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

(en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions)

Exercices terminés les 31 décembre	2006	2005	2004 ⁽¹⁾⁽²⁾
	(12 MOIS)	(12 MOIS)	(15 MOIS)
Produits de la vente d'énergie	120 002	108 696	91 362 ⁽³⁾
BAIIA	42 822	34 084	12 906 ⁽³⁾
Bénéfice net (perte nette)	15 020	21 088	(1 362)
par action (de base)	0,50\$	0,70\$	(0,05)\$
par action (dilué)	0,49\$	0,70\$	(0,05)\$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	30 033 885	29 986 994	29 913 139

DONNÉES RELATIVES AU BILAN

Aux 31 décembre	2006	2005	2004
Actif total	478 383	429 515	273 888
Dettes totales ⁽⁴⁾	234 328	203 849	70 732
Avoir des actionnaires	183 602	165 211	150 805

(1) Certaines données de l'exercice 2004 ont été reclassées en fonction de la présentation adoptée au cours de l'exercice 2006.

(2) En 2004, la Société a modifié sa date de fin d'exercice, qui était auparavant le 30 septembre, pour le 31 décembre. Par conséquent, l'exercice terminé le 31 décembre 2004 a comporté 15 mois, soit cinq trimestres.

(3) Provenant des activités maintenues, c'est-à-dire excluant les produits et le BAIIA relatifs à la centrale thermique alimentée en résidus de bois située à Athens (Maine), vendue le 5 mai 2004.

(4) Incluant la dette à long terme, sa portion échéant à court terme, ainsi que les emprunts et avances bancaires.

FAITS MARQUANTS DES DEUX DERNIERS EXERCICES

Qualification des centrales de Stratton (Maine) et de Chateaugay (New York) aux marchés des RECs des États du Connecticut et de New York

Au cours des dernières années, Boralex a entrepris de positionner certaines de ses centrales alimentées en résidus de bois pour transiger sur le marché émergent des RECs aux États-Unis, en commençant par sa centrale de Stratton (Maine). Vers la fin de l'exercice 2004, cette dernière a complété un programme d'investissements d'environ 10 M\$ afin de se qualifier en tant que producteur d'énergie renouvelable auprès de l'État du Connecticut pour ainsi se prévaloir, pour chaque mégawattheure (« MWh ») produit, d'une prime additionnelle par rapport au prix de base de l'électricité. Les nouveaux équipements ont été mis en service lors de la dernière semaine de 2004, et le 1^{er} janvier 2005 a marqué le début de la production permettant la vente de RECs de la centrale de Stratton.

Les RECs sont officiellement alloués de façon trimestrielle à raison d'un certificat par MWh produit, à condition que le niveau moyen d'émission atmosphérique se maintienne sous la norme réglementaire trimestrielle. La proportion d'énergie verte requise par l'État du Connecticut auprès des distributeurs d'électricité est basée sur une échelle qui, de 2% en 2006, s'accroît annuellement pour atteindre 7% en 2010.

En 2005, la centrale de Stratton a enregistré des produits de 8,1 M\$ provenant de la vente de RECs. Les ventes de RECs combinées à la hausse des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis au cours de l'année 2005 et à l'obtention de crédits d'impôts américains pour la production d'énergie renouvelable à base de résidus de bois, expliquent en grande partie la croissance des résultats consolidés de Boralex entre l'exercice 2004 et l'exercice 2005.

En 2006, tel que la direction l'avait anticipé, le marché émergent des RECs dans l'État du Connecticut a traversé une période de transition marquée par un surplus de l'offre par rapport à la demande, ce qui a provoqué une chute temporaire des prix. Dans ce contexte, l'usine de Stratton n'a vendu qu'une partie de sa production de 2006 au cours du dernier exercice, générant des ventes d'environ 3,9 M\$. La faiblesse du marché des RECs, jumelée à une diminution des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est américain, à la hausse des coûts d'approvisionnement en résidus de bois et à des travaux de réfection importants à la centrale de Stratton, explique en majeure partie la baisse du bénéfice net de la Société entre l'exercice 2005 et l'exercice 2006. Toutefois, la demande et les prix sur le marché des RECs du Connecticut se sont raffermis à partir du quatrième trimestre de l'exercice 2006 et cette tendance favorable devrait se poursuivre en 2007. Ainsi, en plus d'avoir conclu des ententes fermes pour la vente de la majeure partie des RECs qu'elle prévoit produire au cours de l'année 2007, la centrale de Stratton a déjà signé des ententes fermes pour une partie de

sa production de 2008 et de 2009. L'ensemble de ces ententes représente à ce jour des revenus totalisant plus de 13 M\$US.

D'autre part, en février 2006, la centrale de Chateaugay s'est qualifiée au programme de RECs de l'État de New York, lequel fonctionne selon un mécanisme différent du marché du Connecticut. En effet, la centrale a négocié et conclu un contrat d'une durée de 10 ans avec le gouvernement de cet État, lui accordant une sécurité additionnelle sur son prix de vente d'électricité à compter du 1^{er} avril 2006. Ainsi, la centrale de Chateaugay a enregistré des ventes de RECs de 1,7 M\$ au cours de l'exercice 2006. Boralex évalue présentement les autres marchés RECs de la Nouvelle-Angleterre, en vue de qualifier éventuellement d'autres centrales.

Crédits d'impôts pour les centrales à base de résidus de bois aux États-Unis

En raison de l'adoption du *American Jobs Creation Act* par les autorités américaines, les centrales de Boralex alimentées en résidus de bois peuvent, depuis 2005, profiter de crédits d'impôts non remboursables, mais reportables, basés sur leur production d'électricité. Ce crédit d'impôt est accordé aux producteurs d'énergie renouvelable si leur type de production répond aux critères d'admissibilité. La durée de ce programme, qui a débuté le 1^{er} janvier 2005, est de cinq ans pour les centrales alimentées en résidus de bois, soit jusqu'en 2009 inclusivement. Le montant du crédit est calculé en multipliant la production par un facteur unitaire qui peut varier d'année en année. Il a été établi à 9,00 \$US par MWh pour l'année 2005, et à 10,00 \$US par MWh pour l'année 2006. Conformément aux recommandations du chapitre 3805 du manuel de l'ICCA, Boralex a enregistré 11,0 M\$ de ces crédits d'impôts en 2005 et 10,6 M\$ en 2006, en réduction des charges d'exploitation des centrales thermiques alimentées en résidus de bois.

Opération de monétisation des crédits d'impôts américains

Le 1^{er} décembre 2006, la filiale américaine de Boralex, Boralex Industries Inc., a conclu avec des investisseurs une transaction portant sur la monétisation des crédits d'impôts américains à la production d'énergie renouvelable (décrits au paragraphe précédent) auxquels ses centrales alimentées en résidus de bois ont droit jusqu'en 2009. La transaction s'est traduite par le transfert à un groupe d'investisseurs de titres participatifs indirects dans certaines centrales américaines à base de résidus de bois, en contrepartie d'une somme en espèces de 14,5 M\$US (16,7 M\$) perçue par Boralex à la clôture de la transaction, ainsi que d'une note conditionnelle pour une somme supplémentaire de 12,8 M\$US. Ces montants représentent la valeur escomptée des crédits d'impôts qui seront générés entre la date de la transaction et la date de la fin du programme fédéral de crédits d'impôts le 31 décembre 2009. La note conditionnelle sera payée trimestriellement selon une proportion du montant réel de crédits

d'impôts gagnés par les centrales faisant l'objet du programme de monétisation. Dans le bilan consolidé de la Société, la contrepartie en espèces reçue en décembre 2006 est présentée dans le passif à titre de *Revenus reportés*, lesquels seront reconnus progressivement comme des revenus dans l'état consolidé des résultats, à mesure que les crédits d'impôts seront gagnés.

Dans le cadre de la transaction, la Société conserve ses pleins pouvoirs sur la gestion des centrales en vertu d'un contrat de gestion et d'exploitation, et s'est également prévalu de droits de rachat des actifs des centrales à des périodes et selon des montants donnés. Les droits de rachat pourront être exercés lors du règlement final de la note conditionnelle. L'un des buts principaux de la transaction de monétisation était de renforcer le fonds de roulement de la filiale américaine de Boralex, de façon à lui accorder une plus grande flexibilité financière pour poursuivre ses opérations courantes et ses projets d'investissement.

Projets d'expansion

En décembre 2005, Boralex, par le biais de sa filiale française, a mis en service trois nouveaux sites de production d'énergie éolienne en France, regroupant 42 éoliennes d'une puissance totale installée totalisant 65 MW. La totalité de l'énergie produite par ces sites éoliens est vendue à EDF en vertu de contrats à prix déterminés d'une durée de quinze ans. Les deux premiers sites sont situés dans le Massif Central. L'un d'eux, situé sur le Plateau d'Ally en Haute-Loire, comporte 26 éoliennes d'une puissance de 1,5 MW chacune. L'autre, situé sur le Plateau de Cham de Cham Longe, en Ardèche, comporte 12 éoliennes de la même puissance. La mise en valeur de ces deux sites, dont Boralex détenait à l'origine 95 % des parts, a nécessité un investissement de plus de 115 M\$ financé, en grande partie, par une importante banque française. Au deuxième trimestre de l'exercice 2006, Boralex a acheté la part de 5 % des actionnaires minoritaires, au prix de 1,0 M\$. Le troisième site éolien construit en 2005, et dont la Société détient la totalité des parts, possède une puissance installée de 8 MW et est situé à Plouguin, en Bretagne. Il a nécessité un investissement de 14,9 M\$, financé en partie par une importante banque française. Avec ces trois sites, Boralex a porté sa puissance totale en énergie éolienne en France de 24 MW au 31 décembre 2004, à 89 MW au 31 décembre 2005. Les nouvelles fermes éoliennes ont été rodées à la satisfaction de Boralex au cours de l'exercice 2006.

Le 22 juillet 2005, afin d'appuyer son développement en France, la Société a mis en place un financement-cadre de 190 M€, entièrement souscrit par une banque française. Ce financement permet l'accès aux liquidités nécessaires pour financer les nouveaux projets qui se présentent en France.

Le 14 décembre 2005, Boralex a conclu l'acquisition des actions de la société Éoliennes de la Citadelle S.A.S., détenant les droits de construction et d'exploitation d'une ferme éolienne de 12 MW située sur les communes de Saint-Agrève et de Desaignes en Ardèche (France). La mise en service de cette ferme, initialement prévue pour le quatrième trimestre de 2006, a été reportée à juin 2007 en raison d'un délai de livraison des équipements par le fournisseur. Selon le projet initial, elle sera constituée de six éoliennes de 2 MW chacune et la totalité de l'énergie produite sera vendue à EDF en vertu de contrats à long terme d'une durée de 15 ans. Cependant, une demande pour augmenter sa puissance à 14 MW est actuellement en cours d'autorisation. Le financement de ce projet est assuré par le financement-cadre conclu en juillet 2005.

Au cours du troisième trimestre de 2006, Boralex a racheté la participation de 35 % qui était détenue par des actionnaires minoritaires dans le site éolien d'Avignonet-Lauragais, pour un montant en espèces de 2,2 M\$. Une demande d'augmentation de puissance est également en cours d'autorisation pour accroître la puissance installée de cette ferme éolienne.

Le 11 octobre 2005, Boralex et ses partenaires Gaz Métro et le Séminaire de Québec ont annoncé la signature d'une entente de développement exclusive afin d'évaluer le potentiel, de développer et d'exploiter, le cas échéant, un site éolien de plus de 400 MW sur les terres de la Seigneurie de Beaupré situées dans les régions de la Côte-de-Beaupré et de Charlevoix (Québec), propriété du Séminaire de Québec. Il est prévu que ce projet sera soumis en 2007 à l'appel d'offre visant 2 000 MW additionnels lancé par Hydro-Québec Distribution en 2005. Le territoire à l'étude se trouve dans l'arrière-pays, à proximité des lignes de transport d'électricité, éloigné des zones habitées et actuellement utilisé pour l'exploitation forestière. Au cours des exercices 2005 et 2006, Boralex a installé une douzaine de mâts de lecture des vents sur le territoire de la Seigneurie afin d'effectuer la cueillette de données et d'établir le potentiel éolien du territoire. En date du 31 décembre 2006, 15 mois de mesures des vents avaient ainsi été accumulés. À ce jour, les informations recueillies, de même que les diverses études menées (dont sur les impacts environnemental, paysager et sonore), confirment le potentiel de ce site.

Le 5 décembre 2006, Boralex a acquis une centrale alimentée en résidus de bois, d'une puissance installée de 18 MW, située à Stacyville (Maine). Cette centrale a renouvelé son contrat de vente d'électricité, en date du 1^{er} janvier 2007, pour une période de deux mois. Boralex a fait cette acquisition afin de réaliser des synergies opérationnelles. Boralex évaluera sur une base régulière les options stratégiques relatives à l'avenir de cette centrale.

Quotas de CO₂ en France

À la suite de la mise en oeuvre du protocole de Kyoto en Europe, l'union européenne a mis en place depuis 2005 un mécanisme par lequel les entreprises qui utilisent des combustibles fossiles se voient attribuer un quota d'émission de CO₂. Selon ce mécanisme, à la date de reddition des comptes, les entreprises doivent démontrer qu'elles ont accumulé suffisamment de quotas pour justifier leurs émissions atmosphériques de l'année précédente. Par conséquent, afin de se conformer aux normes réglementaires, celles qui auront dépassé leur quota devront s'en procurer davantage auprès d'autres entreprises qui, au contraire, auront suffisamment réduit leur niveau d'émissions atmosphériques pour se trouver en situation d'excédent. Selon la réglementation actuelle, le niveau du quota attribué à chaque entreprise sera réévalué en 2008.

Étant donné que la centrale alimentée en gaz naturel de Boralex, située à Blendecques (France), a interrompu ses activités de cogénération pendant une partie de l'année 2005 et de l'année 2006 en raison du coût élevé du gaz naturel, elle s'est ainsi trouvée en situation d'excédent de quota de CO₂. Une partie de son quota excédentaire pour l'exercice 2005 a pu être vendue, générant une entrée de fonds d'environ 1 M\$ en 2005. En 2006, en plus de vendre l'excédent de quota de CO₂ pour l'année en cours, la centrale a procédé à la vente anticipée de son excédent prévu pour l'exercice 2007, ce qui a généré une entrée de fonds totale de 3,4 M\$ pour cet exercice.

Refinancement à long terme du crédit d'exploitation corporatif

Le 27 janvier 2006, Boralex a mis en place un refinancement à long terme de 85 M\$ en remplacement de la marge de crédit corporative de 65 M\$ qui avait été mise en place en 2004. Le nouveau financement consiste en un crédit rotatif d'une durée de trois ans, assorti de deux options de renouvellement d'un an. Ce crédit rotatif est garanti par le placement de Boralex dans le Fonds, selon une limite basée sur la valeur boursière des parts de fiducie du Fonds. Le but de ce financement, dont l'impact s'est reflété dans le bilan consolidé de la Société en date du 31 décembre 2005, était d'assurer à Boralex une flexibilité financière accrue afin de poursuivre son développement.

Le 25 octobre 2006, Boralex a annoncé qu'elle projetait un financement par emprunt de 80 M\$US pour sa filiale américaine. Le but de ce financement était, notamment, de mieux équilibrer la structure financière de la Société sur une base géographique. Compte tenu des tendances plus favorables observées depuis quelques mois sur le marché américain, en particulier le marché des RECs, la direction est toujours à évaluer la pertinence et les conditions de ce financement potentiel.

RENSEIGNEMENTS CONSOLIDÉS CHOISIS POUR LES TRIMESTRES ET LES EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005

(en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions)

	TRIMESTRES TERMINÉS LES		EXERCICES TERMINÉS LES	
	31 DÉCEMBRE 2006	31 DÉCEMBRE 2005	31 DÉCEMBRE 2006	31 DÉCEMBRE 2005
Produit de la vente d'énergie				
Centrales hydroélectriques	2 867	3 440	10 939	9 962
Centrales thermiques – résidus de bois	19 891	20 511	71 126	78 474
Centrale thermique – gaz naturel	4 954	4 233	14 763	13 944
Sites éoliens	7 727	2 122	23 174	6 316
Total	35 439	30 306	120 002	108 696
BAIIA				
Centrales hydroélectriques	1 974	2 251	7 481	6 453
Centrales thermiques – résidus de bois	1 167	4 366	5 586	16 904
Centrale thermique – gaz naturel	1 322	885	5 405	2 700
Sites éoliens	6 782	916	19 766	4 148
Corporatif et éliminations	715	1 263	4 584	3 879
Total	11 960	9 681	42 822	34 084
Bénéfice net	4 713	9 362	15 020	21 088
par action (de base)	0,16 \$	0,31 \$	0,50 \$	0,70 \$
par action (dilué)	0,15 \$	0,31 \$	0,49 \$	0,70 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	30 049 586	29 987 978	30 033 885	29 986 994

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activités, Boralex utilise le BAIIA comme mesure de performance, ce qui n'est pas une mesure conforme aux PCGR. Cependant, la direction est d'avis que le BAIIA représente un indicateur financier largement utilisé par les investisseurs pour évaluer la performance opérationnelle et la capacité d'une entreprise à générer des liquidités à même ses activités d'exploitation. Toutefois, considérant que le BAIIA n'est pas établi

conformément aux PCGR, il pourrait ne pas être comparable aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire. Les investisseurs ne doivent pas considérer le BAIIA comme un critère remplaçant, par exemple, le bénéfice net, ni comme un indicateur des résultats d'exploitation ou des flux de trésorerie ou comme un paramètre de mesure de la liquidité.

Dans l'état consolidé des résultats de Boralex, le BAIIA correspond au poste *Bénéfice d'exploitation avant amortissement*. Le tableau suivant rapproche le BAIIA au bénéfice net :

(en milliers de dollars)	TRIMESTRES TERMINÉS LES		EXERCICES TERMINÉS LES	
	31 DÉCEMBRE 2006	31 DÉCEMBRE 2005	31 DÉCEMBRE 2006	31 DÉCEMBRE 2005
Bénéfice net	4 713	9 362	15 020	21 088
Part des actionnaires sans contrôle	42	(27)	168	98
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	(2 949)	(4 515)	(5 774)	(2 560)
Frais de financement	3 725	1 336	12 528	4 421
Amortissement	6 429	3 525	20 880	11 037
BAIIA	11 960	9 681	42 822	34 084

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006

Le tableau suivant résume les principaux écarts entre les produits et le BAIIA des exercices 2006 et 2005.

Analyse des principaux écarts :

(en M\$)

	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
Exercice terminé le 31 décembre 2005	108,7	34,1
Mises en service	18,4	15,4
Volume	1,0	2,1
Prix	0,9	0,9
RECs	(1,9)	(1,9)
Quota CO ₂	-	2,3
Conversion des filiales autonomes	(6,8)	(1,7)
Crédits d'impôt	-	0,3
Coûts des matières premières	-	(8,3)
Entretien et réparation	-	(0,3)
Part dans les résultats du Fonds	-	1,1
Autres	(0,3)	(1,2)
Exercice terminé le 31 décembre 2006	120,0	42,8

Produits de la vente d'énergie

Les produits de Boralex générés par la vente d'énergie se sont accrus de 11,3 M\$ ou de 10 % pour se chiffrer à 120,0 M\$ au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006. La fluctuation de la devise canadienne par rapport au dollar américain et à l'euro a eu une incidence négative de 6,8 M\$ sur les revenus de 2006, sans quoi leur croissance aurait été de près de 17 %.

La croissance des produits est attribuable aux principaux facteurs suivants :

>> le volume de production a augmenté de 14% pour totaliser 1 377 053 MWh en 2006 comparativement à 1 205 324 MWh l'année précédente, ce qui a généré des produits additionnels de 19,4 M\$. Plus de 90 % de cette augmentation est attribuable à la mise en service, à la toute fin de l'exercice 2005, des trois nouveaux sites éoliens du Massif Central et Plouguin, en France. Le reste de l'augmentation provient principalement d'un accroissement de la productivité des centrales hydroélectriques dans le nord-est des États-Unis, à la faveur de conditions

d'hydraulicité favorables pendant presque tout l'exercice, de l'acquisition en décembre de la centrale aux résidus de bois de Stacyville (Maine), ainsi que d'une plus grande productivité des fermes éoliennes existantes ; et

- >> pour l'ensemble de la période, le prix de vente moyen a légèrement augmenté, ce qui a généré des produits additionnels de 0,9 M\$. La centrale de cogénération alimentée en gaz naturel est celle qui a le plus bénéficié des hausses de ses prix de vente en 2006, tant en regard à la vapeur qu'à l'électricité. À l'inverse, les centrales hydroélectriques et les centrales alimentées en résidus de bois ont été affectées par une baisse de leurs prix de vente moyens, notamment aux troisième et quatrième trimestres. En effet, la seconde moitié de l'exercice a été marquée par une diminution significative des prix de l'électricité sur les marchés du nord-est des États-Unis par rapport à leur niveau élevé de l'été et de l'automne 2005, alors que la demande avait connu une hausse importante en raison d'une période estivale particulièrement chaude, suivie de deux ouragans majeurs dans le sud des États-Unis.

Par ailleurs, outre l'impact défavorable de la fluctuation des devises, les produits consolidés de 2006 ont été influencés négativement par une diminution de 1,9 M\$ de la vente de RECs dans le secteur des résidus de bois, causée par une faiblesse des prix dans ce marché au cours des trois premiers trimestres de 2006.

(Une analyse plus détaillée de l'évolution des produits des différents secteurs est présentée à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2006.*)

Autres produits

Boralex a perçu 20,3 M\$ de produits autres que les produits de la vente d'énergie en 2006, comparativement à 15,8 M\$ en 2005. Cette augmentation de 4,5 M\$ ou de 28 % s'explique principalement par :

- >> une augmentation de 2,3 M\$ des ventes de quotas excédentaires de CO₂ de la centrale française alimentée en gaz naturel, incluant la vente anticipée de ses excédents prévus pour l'année 2007 ;
- >> une augmentation de 1,1 M\$ de la part de Boralex dans les résultats du Fonds, ce dernier ayant notamment bénéficié en 2006 de conditions favorables pour ses centrales hydroélectriques ; et
- >> l'enregistrement de divers autres revenus, incluant un dédommagement de la part du fournisseur des équipements éoliens, dont le démarrage en début d'exercice avait été ralenti par des défauts de fabrication, et le règlement des assurances relatives au bris survenu à la centrale hydroélectrique de Sissonville au quatrième trimestre de 2005.

BAIIA

Le BAIIA consolidé de l'exercice 2006 s'est chiffré à 42,8 M\$ comparativement à 34,1 M\$ l'année précédente, affichant une solide augmentation de 8,7 M\$ ou de 26 %. La marge bénéficiaire par rapport aux produits s'est donc établie à 36 % comparativement à 31 % l'année précédente. Notons que la fluctuation des devises a eu une incidence défavorable de 1,7 M\$ sur le BAIIA consolidé, sans quoi ce dernier aurait affiché une progression de 30 %.

L'augmentation du BAIIA et de la marge bénéficiaire en 2006 est attribuable à quatre principaux facteurs :

- >> la croissance du volume de production et des revenus provenant de la vente d'électricité a eu un impact favorable de 17,5 M\$ sur le BAIIA, à la faveur principalement de la mise en service des nouvelles fermes éoliennes et d'une production accrue des centrales hydroélectriques ;
- >> la vente des excédents de quota de CO₂ de la centrale française alimentée en gaz naturel, comprenant la vente de ses excédents prévus pour l'année 2007, a généré un BAIIA additionnel de 2,3 M\$ par rapport à 2005 ;
- >> l'augmentation du prix de vente moyen s'est reflétée directement dans le BAIIA, apportant une contribution de 0,9 M\$; et
- >> l'augmentation de la part de Boralex dans les résultats du Fonds a généré un BAIIA additionnel de 1,1 M\$.

À l'inverse, en plus de l'impact de la fluctuation des devises, le BAIIA a été affecté par certains facteurs défavorables, dont les principaux sont les suivants :

- >> une augmentation de 8,3 M\$ du coût des matières premières, attribuable en majeure partie au secteur des résidus de bois et, dans une moindre mesure, à la hausse du coût d'approvisionnement de la centrale française alimentée en gaz naturel. L'augmentation du coût d'approvisionnement en résidus de bois s'explique par deux facteurs principaux : d'une part, la hausse du prix du pétrole qui se reflète directement dans les coûts de transport des matières premières et d'autre part, la stratégie de production de la Société, dont les centrales aux résidus de bois utilisent une matière première de meilleure qualité que par le passé, donc plus dispendieuse. Cependant, cette stratégie procure des économies importantes en permettant un meilleur taux de combustion des centrales et en diminuant l'usure et les bris d'équipement, ce qui se traduira à moyen terme par des coûts d'entretien et de réparation moins élevés ; et
- >> une diminution de 1,9 M\$ des ventes de RECs, qui se reflète directement sur le BAIIA.

Plusieurs autres facteurs de moindre importance ont eu un impact positif et négatif sur le BAIIA consolidé, incluant une augmentation des crédits d'impôts américains à la production d'énergie renouvelable en raison de l'augmentation du taux à 10 \$ par MWh, une légère augmentation des frais d'entretien et de réparation, principalement dans le secteur des résidus de bois, et d'un ajustement de taxes et de redevances de 0,3 M\$ suite à un règlement concernant une divergence d'opinion sur l'interprétation d'une loi fiscale au Québec.

(Une analyse plus détaillée de l'évolution du BAIIA des différents secteurs est présentée à la rubrique suivante, *Analyse des performances sectorielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2006*.)

Amortissement, frais de financement et bénéfice avant impôts
La dépense d'amortissement a totalisé 20,9 M\$ en 2006, par rapport à 11,0 M\$ en 2005. Cette augmentation s'explique principalement par la mise en service des fermes éoliennes du Massif Central et de Plouguin en décembre 2005, par les investissements réalisés dans la seconde moitié de 2005 afin d'améliorer la disponibilité des centrales aux résidus de bois, et par les divers investissements en immobilisations effectués au cours de l'exercice 2006.

Les investissements des deux derniers exercices et leur financement par la dette expliquent également l'augmentation de 8,1 M\$ des frais de financement, qui sont passés de 4,4 M\$ en 2005 à 12,5 M\$ en 2006. La mise en service des sites du Massif Central et de Plouguin, en particulier, a requis des dettes additionnelles de près de 137 M\$ à des taux d'intérêt d'environ 5 %, tandis que les investissements réalisés en 2005 et 2006 dans les centrales à base de résidus de bois ont été financés par l'utilisation du crédit rotatif de Boralex.

Tenant compte de l'augmentation combinée de 18 M\$ des frais d'amortissement et de financement en 2006, Boralex a affiché une baisse de 9,2 M\$ ou de 49 % de son bénéfice avant impôts sur le bénéfice lequel s'est chiffré à 9,4 M\$ en 2006 par

rapport à 18,6 M\$ en 2005. De façon générale, cette baisse a été engendrée par l'affaiblissement des marges bénéficiaires réalisées par les centrales à base de résidus de bois, lui-même provoqué par une diminution des prix de vente et du volume de RECs vendus combinée à une hausse du coût des résidus de bois.

Recouvrement d'impôts sur le bénéfice

Boralex a enregistré un recouvrement d'impôts de 5,8 M\$ en 2006, comparativement à 2,6 M\$ l'année précédente. Le recouvrement plus important en 2006 s'explique par les principaux éléments suivants :

- >> la diminution des taux d'imposition statutaires du Canada (2,3 M\$) ;
- >> un ajustement, en cours d'année, de certaines provisions relatives à des risques fiscaux qui ne se sont pas réalisés ; et
- >> une plus forte proportion de dividendes dans les distributions reçues du Fonds. Les dividendes versés par les corporations canadiennes n'étant pas imposables, ceci a réduit de façon significative la charge fiscale de 2006 sur les distributions.

Compte tenu des différentes juridictions, le taux statutaire combiné de Boralex se situe normalement à environ 35 %. Cependant, la proportion de dividendes inclus dans les distributions du Fonds pouvant varier selon les montants de trésorerie américaine que le Fonds rapatrie au Canada pour effectuer ses distributions. Cet élément peut réduire de façon significative le taux d'impôt consolidé de Boralex.

Bénéfice net

Boralex a clos l'exercice 2006 avec un bénéfice net de 15,0 M\$ ou 0,49 \$ par action ordinaire dilué, comparativement à 21,1 M\$ ou 0,70 \$ par action en 2005. Le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est demeuré sensiblement le même, soit d'environ 30 millions.

En résumé, Boralex a affiché une croissance significative de ses revenus et de son BAIIA en 2006 grâce à l'importante expansion du secteur éolien, à une bonne performance de la part des centrales hydroélectriques et à la vente des excédents de quotas de CO₂ de la centrale française alimentée en gaz naturel. Cependant, la rentabilité du secteur des résidus de bois a été affectée par une série de facteurs défavorables, dont le coût plus élevé de son approvisionnement en matières premières, le recul des prix de vente de l'électricité, l'affaiblissement temporaire du marché des RECs du Connecticut, et l'arrêt prolongé de la centrale de Stratton dû à plusieurs bris successifs. La baisse importante des résultats de ce secteur a fait en sorte que l'augmentation du BAIIA consolidé de Boralex a été insuffisante pour absorber la hausse des frais d'amortissement et de financement résultant de l'expansion importante et l'amélioration de sa base d'actifs depuis deux ans. Cependant, depuis le quatrième trimestre de 2006, le raffermissement du marché des RECs et la signature de nouveaux contrats de vente d'électricité pour certaines centrales laissent présager une amélioration des résultats du secteur des résidus de bois ce qui, jumelée à une contribution optimale des nouvelles fermes éoliennes en France, permet à la direction de prévoir une hausse des résultats consolidés de la Société pour l'exercice 2007.

ANALYSE DES PERFORMANCES SECTORIELLES DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006

Répartition sectorielle de produits de la vente d'énergie et du BAIIA

Le changement majeur survenu dans la composition des revenus et du BAIIA consolidés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été l'expansion du secteur éolien, dont la contribution aux produits de la vente d'énergie est passée de 6 % en 2005 à 19 % en 2006. Par conséquent, bien que la production à base de résidus de bois demeure le plus important secteur de Boralex, sa contribution aux produits consolidés est passée de 72 % en 2005 à 60 % en 2006. La troisième source de revenus a été la centrale alimentée en gaz naturel qui a généré

12 % des produits consolidés de 2006, contre 13 % en 2005. Enfin, le secteur de l'hydroélectricité a compté pour 9 % des produits consolidés, soit le même pourcentage qu'en 2005.

En termes de rentabilité opérationnelle, la plus grande contribution est venue du secteur éolien qui a généré 46 % du BAIIA consolidé de l'exercice 2006, par rapport à 12 % en 2005. Vient ensuite le secteur hydroélectrique dont la contribution au BAIIA consolidé a été de 17 % par rapport à 19 % en 2005. La contribution des centrales alimentées en résidus de bois est passée de 50 % en 2005 à 13 % en 2006, tandis que celle de la centrale au gaz naturel a été de 13 %, comparativement à 8 % l'année précédente.

Sites éoliens

Analyse des principaux écarts :

(en M\$)

	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
Exercice terminé le 31 décembre 2005	6,3	4,1
Mises en service	17,2	15,1
Volume	0,3	0,3
Conversion des filiales autonomes	(0,3)	(0,3)
Autres	(0,3)	0,6
Exercice terminé le 31 décembre 2006	23,2	19,8

Au cours du dernier exercice, les produits du secteur éolien ont presque quadruplé pour atteindre 23,2 M\$ par rapport à 6,3 M\$ l'année antérieure. Ce secteur a produit 189 964 MWh en 2006, comparativement à 45 695 MWh en 2005. Cette performance est principalement attribuable à la mise en service des deux fermes du Massif Central (57 MW) et de celle de Plouguin (8 MW) dont le rodage a été effectué de façon satisfaisante au cours de l'exercice 2006, ainsi qu'à une augmentation du taux de disponibilité des sites éoliens existants, fruit d'une gestion technique de plus en plus proactive et efficace.

Cependant, en plus de conditions de givre plus intenses que la normale au premier trimestre, les conditions éoliennes ont été plus faibles que l'année précédente au cours de la première

moitié de l'année 2006, en particulier pour les sites de Nibas, Chépy et Avignonet-Lauragais. Elles se sont améliorées au troisième trimestre et surtout, au quatrième trimestre, si bien que les conditions de vent pour l'ensemble de l'exercice 2006 ont été comparables à celles de 2005 à Avignonet-Lauragais et meilleures qu'en 2005 à Chépy et Nibas.

Le secteur éolien a dégagé un BAIIA de 19,8 M\$ en 2006, soit presque cinq fois supérieur au BAIIA de 4,1 M\$ enregistré en 2005. Excluant l'impact de la fluctuation du dollar canadien par rapport à l'euro, le BAIIA sectoriel aurait atteint 20,1 M\$. Cette excellente performance est essentiellement attribuable à l'augmentation du volume de production et de vente d'électricité.

Centrales hydroélectriques

Analyse des principaux écarts :

(en M\$)

	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
Exercice terminé le 31 décembre 2005	10,0	6,5
Volume	2,0	2,0
Prix	(0,6)	(0,6)
Conversion des filiales autonomes	(0,6)	(0,4)
Entretien et réparation	-	0,3
Autres	0,1	(0,3)
Exercice terminé le 31 décembre 2006	10,9	7,5

Moyenne historique de la production hydroélectrique

(en MWh)*

Quatrième trimestre	30 440
Exercice complet	113 322

(* La moyenne historique est calculée en utilisant l'ensemble des données de production disponibles de chacune des centrales hydroélectriques, jusqu'à la date de clôture de l'exercice précédent.

Pour l'exercice 2006, les centrales hydroélectriques de Boralex ont affiché des produits de 10,9 M\$ comparativement à 10,0 M\$ en 2005, soit une croissance de 9%. Excluant l'impact négatif de la conversion des devises sur les revenus des centrales américaines, la croissance réelle aurait été d'environ 15%. Cette performance est essentiellement attribuable aux bonnes conditions d'hydraulicité qui ont prévalu pendant la majeure partie de l'exercice 2006 dans le nord-est des États-Unis. Ainsi les centrales hydroélectriques de Boralex ont produit 138 518 MWh en 2006, ce qui non seulement représente une augmentation de 26% par rapport aux 109 761 MWh produits en 2005, mais surpasse de 22% les moyennes annuelles historiques. De fait, les cinq centrales hydroélectriques américaines ont réalisé en 2006 leur meilleur volume de production combiné depuis leur construction vers la fin des années 1980.

Notons que la centrale de Warrensburg a été arrêtée pendant 15 semaines, en raison d'un bris d'équipement survenu en août 2006. La direction s'attend à un règlement favorable de la part des assureurs afin de compenser ce manque à gagner, mais aucune somme n'a été enregistrée pour l'instant. D'autre part, Boralex a reçu, au quatrième trimestre de 2006, un dédommagement de la part de ses assureurs en rapport à un bris mécanique qui avait interrompu le service de la centrale de Sissonville pendant quelques semaines en 2005.

Par ailleurs, outre l'incidence défavorable de la fluctuation des devises, les produits du secteur hydroélectrique ont été diminués de 0,6 M\$ par la baisse des prix de vente de l'électricité sur

le marché libre du nord-est des États-Unis. En effet, le prix de vente moyen obtenu par les quatre centrales hydroélectriques américaines qui transigent sur le marché libre a diminué de 13% en 2006 comparativement à 2005. La baisse de leur prix de vente moyen a été particulièrement prononcée au deuxième semestre par rapport à leur niveau élevé en 2005. Rappelons que le recul des prix de vente de l'électricité sur le marché américain au cours de la dernière année s'explique, entre autres, par une baisse du prix du gaz naturel, auquel le prix de l'électricité est fortement corrélé. De plus, les prix de l'énergie sur le marché américain avaient connu une forte inflation aux deuxième et troisième trimestres de 2005, en raison de la demande accrue résultant de la température particulièrement chaude de la période estivale, et des effets sur le marché des deux ouragans majeurs qui ont frappé la région du Golfe du Mexique en septembre 2005.

Le BAIIA annuel des centrales hydroélectriques a totalisé 7,5 M\$, en hausse de 15% sur celui de 6,5 M\$ enregistré en 2005. À taux de change constant, la hausse du BAIIA aurait été de près de 22%. De plus, si l'on exclut des résultats de 2005 un ajustement favorable d'environ 1 M\$ de provisions et de certaines estimations, la croissance du BAIIA se chiffre à 36%. Cette amélioration est presque entièrement attribuable à l'augmentation de la production, de même qu'à une diminution des frais d'entretien. Par contre, la baisse du prix de vente moyen de ce secteur a eu une incidence négative de 0,6 M\$ sur sa rentabilité.

Centrales à base de résidus de bois

Analyse des principaux écarts :

(en M\$)

	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
Exercice terminé le 31 décembre 2005	78,5	16,9
Mise en service	1,2	0,4
Volume	(0,8)	(0,3)
Prix	(0,9)	(0,9)
RECs	(1,9)	(1,9)
Primes de puissance	0,1	0,1
Conversion des filiales autonomes	(5,1)	(1,1)
Crédits d'impôt	-	0,3
Coûts des matières premières	-	(6,9)
Entretien et réparation	-	(0,6)
Autres	-	(0,4)
Exercice terminé le 31 décembre 2006	71,1	5,6

Le secteur de la production d'énergie à base de résidus de bois a enregistré une baisse de 7,4 M\$ ou de 9 % de ses produits provenant de la vente d'énergie, lesquels se sont établis à 71,1 M\$ comparativement à 78,5 M\$ en 2005. Toutefois, si l'on fait abstraction de l'incidence négative de 5,1 M\$ de la conversion des devises, la diminution des produits a été de seulement de 3 %.

Le volume de production de ce secteur a été relativement stable, soit de 1 010 206 MWh en 2006, comparativement à 1 012 540 MWh en 2005. L'ajout de la nouvelle centrale de Stacyville en décembre 2006 a compensé la baisse de production des centrales existantes, causée notamment par les travaux de réfection exécutés à la centrale de Livermore Falls au quatrième trimestre, par certains arrêts de production volontaires effectués en cours d'année en raison de la faiblesse des prix de vente de l'électricité, et par un arrêt prolongé de la centrale de Stratton. En effet, cette centrale a subi des bris successifs aux tubes de sa bouilloire, qui ont entraîné un arrêt de sa production au deuxième trimestre équivalant à 75 jours. Durant cette période, Boralex a procédé à l'inspection de l'ensemble des tubes de la bouilloire afin de détecter ceux qui démontreraient une faiblesse, lesquels ont été remplacés afin de prévenir la récurrence de ce type d'événement. La Société entretient actuellement des discussions avec son assureur au sujet de cet événement. Il est à noter, également, que la centrale de Fort Fairfield a été frappée par la foudre, ce qui a entraîné un arrêt de production de 38 jours au troisième trimestre. Cet événement étant couvert par les assureurs, il n'a pas d'impact financier négatif important pour la Société.

Au total, la productivité de ce secteur a été, somme toute, satisfaisante en 2006, dû au fait que les centrales bénéficient désormais d'une plus grande disponibilité des résidus de bois en raison des stratégies d'approvisionnement adoptées par Boralex depuis 2004. La production de 2006 a également été favorisée par une meilleure disponibilité de la centrale d'Ashland, qui était en phase de rodage en 2005.

Outre la fluctuation des devises et l'incidence négative de 0,9 M\$ attribuable à la baisse des prix de vente moyens, la

diminution des produits de la vente d'énergie de ce secteur est attribuable principalement à un recul de 1,9 M\$ des ventes de RECs (excluant l'impact de la fluctuation du taux de change de 0,6 M\$). Celles-ci se sont chiffrées à 5,6 M\$ (4,8 M\$US) en 2006 (dont 3,9 M\$ provenant de la centrale de Stratton et 1,7 M\$ de celle de Chateaugay), comparativement aux ventes de RECs de 8,1 M\$ (6,7 M\$US) réalisées par la centrale de Stratton en 2005. Compte tenu de la faiblesse des prix dans le marché des RECs du Connecticut pendant la majeure partie de l'exercice 2006, et comme Boralex prévoyait une amélioration des conditions de ce marché en 2007, elle a choisi de reporter à l'année 2007 la vente d'une partie des RECs produits à Stratton en 2006. (Boralex a jusqu'au 15 juin 2007 pour vendre les RECs produits en 2006.) Les conditions du marché ont effectivement commencé à s'améliorer vers la fin de l'exercice 2006. Par conséquent, la centrale de Stratton a pu vendre la majorité de ses RECs de 2006, en plus de signer des ententes fermes pour la majeure partie de sa production de RECs prévue pour l'année 2007. Après la fin de l'exercice, des ententes fermes ont également été signées pour la vente d'une partie de la production des RECs prévue pour les années 2008 et 2009.

Le BAIIA du secteur des résidus de bois a diminué de 11,3 M\$, soit de 67 % en 2006 par rapport à 2005. La principale cause de cette baisse est l'augmentation de 6,9 M\$ du coût d'approvisionnement en résidus de bois, résultant principalement des coûts de transport plus élevés en raison de la hausse du prix du pétrole. Par contre, l'amélioration de la qualité des matières premières a contribué à améliorer le taux de combustion en diminuant la quantité de matières premières requises pour produire un MWh. Parmi les autres facteurs ayant contribué au recul de la rentabilité de ce secteur, mentionnons la baisse des ventes de RECs, la diminution du prix de vente moyen et une augmentation des frais d'entretien des centrales, en raison principalement du remplacement préventif d'un équipement à la centrale de Livermore Falls au cours du quatrième trimestre.

Centrale de cogénération alimentée en gaz naturel

Analyse des principaux écarts :

(en M\$)

	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
Exercice terminé le 31 décembre 2005	13,9	2,7
Volume	(0,6)	0,2
Prix	2,2	2,2
Quota CO ₂	-	2,3
Conversion des filiales autonomes	(0,8)	-
Coût du gaz	-	(1,4)
Autres	0,1	(0,6)
Exercice terminé le 31 décembre 2006	14,8	5,4

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les produits de la vente d'énergie de la centrale au gaz naturel de Blendecques se sont chiffrés à 14,8 M\$ par rapport à 13,9 M\$ en 2005, soit une hausse de 6%. L'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro a eu l'effet de réduire ses produits de 0,8 M\$ à leur conversion en dollars canadiens, sans quoi ceux-ci auraient affiché une croissance de 12%.

À l'instar de l'exercice 2005, la centrale a procédé à l'interruption, entre le 1^{er} avril et le 31 octobre, de ses activités de cogénération en raison du coût élevé de sa matière première, le gaz naturel. Durant cette période, la centrale a toutefois continué à desservir son client en vapeur à l'aide d'une chaudière auxiliaire. Pour l'exercice 2006, elle a produit 38 365 MWh d'électricité par rapport à 37 328 MWh l'année précédente.

Cependant, son volume de production de vapeur a été légèrement inférieur. Ce manque à gagner a été largement compensé par l'augmentation des prix de la vapeur et de l'électricité, le principal facteur de la croissance de ses produits en 2006.

En plus d'une augmentation de 2,3 M\$ des ventes de ses quotas excédentaires de CO₂, lesquelles ont totalisé 3,4 M\$ (incluant la vente anticipée de ses quotas excédentaires prévus pour l'année 2007), la rentabilité de la centrale de Blendecques a aussi bénéficié de la hausse des prix de vente qui a eu un effet positif de 2,2 M\$ sur son BAIIA. Ces deux facteurs ont plus que pallié la hausse de 1,4 M\$ du coût de sa matière première. Par conséquent, le BAIIA de la centrale alimentée en gaz naturel a doublé, passant de 2,7 M\$ en 2005 à 5,4 M\$ en 2006.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE L'EXERCICE 2006

Le tableau suivant explique les principaux écarts entre les produits de la vente d'énergie et le BAIIA pour les périodes de trois mois terminées les 31 décembre 2006 et 2005.

Analyse des principaux écarts :

(en M\$)

	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
Période de trois mois terminée le 31 décembre 2005	30,3	9,7
Mises en service	6,8	5,6
Volume	(0,5)	0,6
Prix	(2,7)	(2,7)
RECs	2,2	2,2
Quota CO ₂	-	0,2
Conversion des filiales autonomes	(0,7)	-
Crédits d'impôt	-	(0,6)
Coûts des matières premières	-	(0,4)
Entretien et réparations	-	(1,9)
Part dans les résultats du Fonds	-	(0,2)
Autres	-	(0,5)
Période de trois mois terminée le 31 décembre 2006	35,4	12,0

Produits de la vente d'énergie

Les produits consolidés de Boralex provenant de la vente d'énergie ont totalisé 35,4 M\$ au quatrième trimestre de 2006 comparativement à 30,3 M\$ au même trimestre de 2005, ce qui représente une croissance de 5,1 M\$ ou de 17 %. Notons que l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro a eu un impact défavorable moins important que dans les trimestres précédents, ayant réduit de 0,7 M\$ les revenus trimestriels convertis en devise canadienne des filiales établies aux États-Unis et en France. Excluant la fluctuation des devises, la croissance des produits consolidés aurait été d'environ 19 %. Comme il est décrit dans le résumé des performances sectorielles présenté ci-après, l'augmentation des produits consolidés de Boralex au quatrième trimestre est essentiellement attribuable au secteur éolien, dont les produits ont plus que triplé grâce à la contribution additionnelle des deux sites du Massif central et de celui de Plouguin. La centrale de cogénération au gaz naturel a également affiché une légère croissance de ses produits, tandis que les secteurs hydroélectrique et de la production à base de résidus de bois ont accusé de légères baisses de leurs produits dues en majeure partie à la diminution des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis.

Globalement, l'augmentation des produits consolidés de Boralex au quatrième trimestre de 2006 par rapport à la même période en 2005 résulte de deux facteurs : l'expansion de la base d'actifs de la Société depuis un an et la vente de RECs sur les marchés des États du Connecticut et de New York.

- >> En premier lieu, l'ajout de nouveaux sites de production a généré des produits additionnels de 6,8 M\$, dont environ 5,6 M\$ en provenance des sites éoliens du Massif Central et de Plouguin, mis en service en décembre 2005 et dont le rodage a été effectué tout au long de l'année 2006. Le solde de 1,2 M\$ est attribuable à l'acquisition, en décembre 2006, de la centrale alimentée aux résidus de bois de Stacyville, laquelle a opéré pendant un mois en vertu d'un contrat à court terme de vente d'électricité. Ces ajouts ont plus que compensé le léger recul du volume de production des centrales existantes, alimentées en résidus de bois, attribuable principalement aux travaux d'entretien périodiques effectués à la centrale à base de résidus de bois de Livermore Falls, réalisés lors du troisième trimestre en 2005. Au total, Boralex a affiché une augmentation de 16 % de son volume de production au quatrième trimestre, lequel est passé de 333 620 MWh en 2005 à 387 495 MWh en 2006.
- >> En deuxième lieu, Boralex a perçu des revenus de 2,2 M\$ de la vente de RECs au quatrième trimestre de 2006, alors qu'aucune vente de RECs n'avait eu lieu à la même période en 2005. Une part de 1,7 M\$ des ventes de RECs du quatrième trimestre de 2006 est attribuable à la centrale de

Chateaugay qui a finalisé son entente avec l'État de New York, laquelle a pris effet de façon rétroactive au 1^{er} avril 2006.

Le solde de 0,5 M\$ provient de la vente d'une partie de la production de RECs de la centrale de Stratton pour l'année 2006, à la faveur d'une amélioration des conditions de ce marché au Connecticut.

Par contre, outre l'impact défavorable de 0,7 M\$ de la fluctuation des devises, les produits consolidés du quatrième trimestre ont été affectés de façon significative, soit pour un montant d'environ 2,7 M\$, par la baisse des prix de vente moyens d'électricité obtenus par les centrales opérant aux États-Unis, en particulier les centrales thermiques alimentées en résidus de bois.

Sur une base sectorielle, les produits du quatrième trimestre de 2006 ont évolué comme suit :

- >> Le **secteur éolien** a presque quadruplé ses produits trimestriels, qui sont passés de 2,1 M\$ en 2005 à 7,7 M\$ en 2006, grâce principalement à la mise en service des nouveaux sites du Massif Central et de Plouguin. Dans une moindre mesure, ce secteur a aussi bénéficié d'une augmentation du volume de production de ses sites existants, sous l'effet combiné des bonnes conditions éoliennes qui ont prévalu pendant la période et d'une amélioration de la productivité de l'ensemble du parc éolien de la France depuis un an. La production de ce secteur est ainsi passée de 14 083 MWh au quatrième trimestre de 2005, à 61 922 MWh à la même période en 2006.
- >> Au cours de la période de trois mois terminée le 31 décembre 2006, le volume de production des **centrales hydroélectriques** a affiché une hausse de 13 % sur l'année précédente, surpassant de 24 % la moyenne historique de ce secteur pour cette période de l'année. En effet, l'ensemble des centrales hydroélectrique a produit 37 865 MWh d'électricité au quatrième trimestre de 2006, par rapport à 33 640 MWh au même trimestre en 2005, malgré un bris à la centrale de Warrensburg qui l'a rendue inopérante pendant 15 semaines. La direction est d'avis que ce manque à gagner sera très probablement comblé par les assurances. L'augmentation du volume de production est attribuable à de bonnes conditions hydrologiques et au fait que la centrale de Sissonville avait été en arrêt pendant plusieurs jours en 2005 à la suite d'un bris mécanique. Malgré une production accrue, les produits trimestriels de ce secteur ont reculé de 0,5 M\$ ou de 15 % pour se chiffrer à 2,9 M\$ comparativement à 3,4 M\$ l'année précédente. Ce recul s'explique par une diminution du prix de vente moyen résultant en partie de la baisse du prix du gaz naturel, auquel le prix de l'électricité est corrélé, et en partie compensé par une augmentation de la production hydroélectrique en Nouvelle-Angleterre au cours de cette période.

- >> Les **centrales alimentées en résidus de bois** ont accusé un recul de 0,6 M\$ ou de 3 % de leurs produits trimestriels. Cependant, si l'on exclut l'impact défavorable de la fluctuation du dollar canadien par rapport à la devise américaine, les revenus trimestriels de ce secteur affichent une légère progression. Les centrales ont subi une baisse de leur prix de vente moyen, qui s'est traduite par un manque à gagner de 2,3 M\$ en termes de revenus. À l'inverse, ce manque à gagner a été en presque totalité compensé par les ventes de RECs des usines de Chateaugay et de Stratton, au montant total de 2,2 M\$. Soulignons que le volume de production de ce secteur a été relativement stable, totalisant 272 100 MWh en 2006 comparativement à 271 049 MWh en 2005. L'ajout de la centrale de Stacyville au mois de décembre a pallié la diminution de la production de la centrale de Livermore Falls, qui a procédé à ses travaux d'entretien semi-annuels au quatrième trimestre de 2006 au lieu du troisième trimestre tel qu'en 2005.
- >> Les produits de la **centrale alimentée en gaz naturel** ont augmenté de près de 0,7 M\$ ou de 17 %, grâce principalement à une hausse des prix de vente de l'électricité et de la vapeur et à une légère incidence favorable de la fluctuation des devises. Rappelons qu'à l'instar de l'année 2005, cette centrale a interrompu ses activités de cogénération entre le 1^{er} avril et le 31 octobre, en raison du coût élevé du gaz naturel, tout en continuant de desservir son client industriel en vapeur à l'aide d'une chaudière auxiliaire. Elle n'a donc enregistré des ventes d'électricité que pour les deux derniers mois des quatrièmes trimestres des deux années comparatives. Ainsi, sa production a été relativement stable, soit de 15 608 MWh en 2006, comparativement à 14 848 MWh au même trimestre de l'exercice antérieur.

Autres produits

Au quatrième trimestre, Boralex a perçu 4,5 M\$ en produits autres que les produits de la vente d'énergie, comparativement à 3,8 M\$ l'année antérieure. Cette augmentation est attribuable à divers facteurs, dont le dédommagement reçu du fabricant des éoliennes qui ont fait défaut lors de leur rodage au premier trimestre, et le règlement du dossier d'assurance relatif au bris survenu lors du quatrième trimestre de 2005 à la centrale hydroélectrique de Sissonville. Soulignons que la légère diminution de la part de Boralex dans les résultats du Fonds au quatrième trimestre s'explique principalement par la fluctuation des devises et par une augmentation des impôts sur le bénéfice associés aux résultats du Fonds.

BAIIA

Le BAIIA consolidé du quatrième trimestre, au montant de 12,0 M\$, affiche une augmentation de 2,3 M\$ ou de 24 % sur le BAIIA de 9,7 M\$ du même trimestre l'année précédente. Cette performance est en majeure partie attribuable à la forte augmentation de la contribution du secteur éolien qui, combiné à l'amélioration du BAIIA de la centrale alimentée en gaz naturel, a pallié le recul significatif de la rentabilité du secteur aux résidus de bois et la légère baisse de celle des centrales hydroélectriques.

Sur une base sectorielle, le BAIIA trimestriel a évolué comme suit :

- >> Le BAIIA du **secteur éolien** est passé de 0,9 M\$ en 2005, à 6,8 M\$ en 2006. Ce secteur a ainsi été le plus important contributeur au BAIIA trimestriel consolidé de Boralex. Sa performance est principalement attribuable à la mise en service de ses trois nouveaux sites, jumelée à un accroissement de la production de ses sites existants.
- >> Le BAIIA du **secteur hydroélectrique** a affiché une baisse de 0,3 M\$, soit de 13 % pour s'établir à 2,0 M\$ comparativement à 2,3 M\$ l'année précédente, dû essentiellement à la baisse du prix de vente moyen.
- >> Le BAIIA des **centrales à base de résidus de bois** a décliné de 3,2 M\$, passant de 4,4 M\$ en 2005 à 1,2 M\$ en 2006. Ce déclin est attribuable à deux principaux facteurs qui ensemble, ont eu un effet défavorable de 4,4 M\$ sur le BAIIA de ce secteur : la diminution des prix de vente sur le marché libre du nord-est des États-Unis, et les coûts associés aux travaux d'entretien et de réfection réalisés à la centrale de Livermore Falls au quatrième trimestre. Notons, à cet effet, que les entretiens périodiques de l'année précédente avaient été réalisés durant le troisième trimestre. En 2006 compte tenu de la faiblesse des prix de l'électricité sur le marché, la Société a décidé de profiter de cette période pour effectuer le remplacement de certaines pièces d'équipement afin d'éviter les risques de bris ultérieurs. Par ailleurs, la diminution des crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable s'explique par la monétisation de ces crédits net d'un léger escompte à partir de décembre 2006. Le coût des matières premières n'a pas affecté ce secteur de façon importante durant le quatrième trimestre. L'impact défavorable de ces facteurs a été partiellement compensé par la vente de RECs.

>> Le BAIIA de la **centrale alimentée en gaz naturel** a augmenté de 0,4 M\$ pour passer de 0,9 M\$ à 1,3 M\$, grâce à l'augmentation des prix de vente de l'électricité et de la vapeur. Combinés à l'impact favorable de la fluctuation des devises, ces facteurs ont amplement compensé l'augmentation du coût du gaz naturel.

Amortissement, frais de financement et bénéfice avant impôts

La dépense d'amortissement de Boralex a presque doublé pour s'établir à 6,4 M\$ au quatrième trimestre de 2006, comparativement à 3,5 M\$ en 2005, en raison des investissements des douze derniers mois, principalement la mise en service des fermes éoliennes du Massif Central et de Plouguin. Pour la même raison, les frais de financement ont augmenté de 2,4 M\$ pour s'établir à 3,7 M\$ au quatrième trimestre de 2006.

Compte tenu de l'augmentation combinée de 5,3 M\$ des frais d'amortissement et de financement de la période, Boralex a enregistré un bénéfice avant impôts sur le bénéfice de 1,8 M\$ en 2006 comparativement à 4,8 M\$ l'année précédente.

Recouvrement d'impôts sur le bénéfice

Au quatrième trimestre de 2006, Boralex a constaté un recouvrement d'impôts de 2,9 M\$ comparativement à un recouvrement

d'impôts de 4,5 M\$ au même trimestre en 2005. Tel que discuté dans l'analyse annuelle, la Société a bénéficié en 2006 d'une plus forte proportion de dividendes dans les distributions versées par le Fonds. Puisque les dividendes de source canadienne ne sont pas imposables pour une société canadienne, ceci a réduit sensiblement le taux d'imposition de Boralex sur cette portion de ses revenus. Rappelons qu'au quatrième trimestre de 2005, Boralex avait ajusté à la baisse sa provision pour risques fiscaux d'un montant d'environ 4,4 M\$ suite à la constatation que certains risques fiscaux ne se réaliseraient pas. Excluant ces éléments inhabituels et l'effet de la comptabilisation des crédits d'impôts pour énergie renouvelable, le taux d'impôt combiné de la Société se situerait à environ 35 %, ce qui représente la moyenne des taux américains, français et canadiens (incluant l'impôt provincial).

Bénéfice net

Boralex a ainsi clos le quatrième trimestre de l'exercice 2006 avec un bénéfice net de 4,7 M\$ ou 0,15 \$ par action dilué, comparativement à 9,4 M\$ ou 0,31 \$ par action au même trimestre de 2005. Le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est demeuré sensiblement le même pour les deux périodes, soit d'environ 30 millions.

En résumé, Boralex a affiché une augmentation significative de ses revenus et de son bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre de 2006, grâce principalement à la forte expansion réalisée au cours de la dernière année dans le secteur éolien en France, jumelée au raffermissement de la demande et des prix dans le marché des RECs aux États-Unis. Cependant, la diminution des prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis par rapport à leur niveau relativement élevé de 2005 a entraîné un recul de la rentabilité opérationnelle des centrales hydro-électriques et, surtout, des centrales alimentées en résidus de bois. Ce dernier secteur a également procédé à des travaux de réfection importants dans une de ses centrales.

La direction estime que les conditions de marché des RECs, auquel participent deux de ses centrales alimentées en résidus de bois, continueront de s'améliorer au cours des prochains trimestres, ce qui devrait lui permettre de bénéficier davantage financièrement de sa position de chef de file dans la production d'énergie renouvelable en Amérique du Nord.

ANALYSE DES PRINCIPAUX FLUX DE TRÉSORERIE

Activités d'exploitation

Au cours du quatrième trimestre de 2006, la marge brute d'autofinancement s'est chiffrée à 7,9 M\$ par rapport à 10,1 M\$ au même trimestre de 2005, cette baisse étant principalement attribuable à la diminution du bénéfice net. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a requis des liquidités de 2,4 M\$ en raison principalement de l'augmentation des comptes débiteurs. Ces derniers incluent notamment le montant

de 1,7 M\$ à recevoir relativement à la vente de RECs de la centrale de Chateaugay. Au quatrième trimestre de 2005, la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement avait requis des fonds de 12,0 M\$ en raison, notamment, de la forte croissance des activités de la Société enregistrée lors de cette période, ce qui avait eu pour effet d'augmenter les comptes débiteurs. Par conséquent, les activités d'exploitation du quatrième trimestre de 2006 ont généré des liquidités nettes de 5,6 M\$, alors qu'elles en avaient utilisées 1,9 M\$ en 2005.

Pour l'ensemble de l'exercice 2006, la marge brute d'autofinancement a totalisé 24,5 M\$ comparativement à 26,2 M\$ en 2005. Cette baisse résulte de la diminution des bénéfices d'exploitation provenant du secteur à base de résidus de bois qui n'a pu être compensée totalement par l'augmentation des flux monétaire d'exploitation (après intérêts) provenant des activités françaises. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a requis des liquidités de 10,7 M\$ en 2006, en raison principalement de la diminution des comptes créditeurs relative aux paiements effectués pour amorcer et compléter les divers projets de l'année, incluant les paiements finaux liés à la construction des sites du Massif Central et de Plouguin. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement avait requis des fonds 6,9 M\$ en 2005, dû en partie à la forte croissance des activités.

Par conséquent, les activités d'exploitation de l'exercice 2006 ont produit des flux de trésorerie nets de 13,8 M\$, par rapport à 19,3 M\$ en 2005.

Activités d'investissement

Au quatrième trimestre de 2006, Boralex a investi 4,9 M\$, dont entre autres 3,6 M\$ pour acquérir la centrale alimentée en résidus de bois de Stacyville et 1,5 M\$ pour l'achat d'immobilisations diverses dans le cadre, principalement, des travaux d'entretien des centrales aux résidus de bois et du développement en cours de futurs sites éoliens. À la même période en 2005, la Société avait investi 27,3 M\$, principalement pour l'acquisition, le développement et la mise en service de ses nouveaux sites éoliens en France.

Pour l'ensemble de l'exercice 2006, Boralex a investi un montant total de 33,7 M\$, par rapport à 157,0 M\$ à l'exercice précédent. Parmi les principaux investissements de 2006, environ 9,7 M\$ ont été consacrés au développement du secteur éolien en France, incluant l'acquisition d'immobilisations liées au développement du site éolien de St-Agrève (9,5 M\$), le rachat de la part des actionnaires minoritaires du Massif Central et du site d'Avignonnet-Lauragais (3,2 M\$), et l'affectation requise de sommes à des réserves dans le cadre des financements des sites du Massif Central (6,6 M\$). Le solde a été investi dans les centrales aux résidus de bois, plus précisément pour l'acquisition de la centrale de Stacyville (3,6 M\$), pour l'achat de matériel roulant ainsi que d'équipements de production dans le cadre des entretiens périodiques du printemps et de l'automne (8,7 M\$), pour l'achat d'équipements voués à être loués à des fournisseurs (2,2 M\$) et pour les remboursements liés à ces équipements de 0,9 M\$.

En 2005, outre l'acquisition et la construction des sites éoliens du Massif Central et de Plouguin (investissement total de 111,6 M\$), la Société avait investi un montant net d'environ 22,2 M\$ dans ses centrales aux résidus de bois, incluant leur entretien périodique, l'achat d'équipement d'appoint en vue d'améliorer leur performance et l'achat d'équipements destinés à être loués à des fournisseurs de résidus de bois.

Activités de financement

Au cours du quatrième trimestre de l'exercice 2006, soit le 1^{er} décembre 2006, la Société a conclu avec des investisseurs américains une importante transaction portant sur la monétisation des crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable auxquels ses centrales américaines alimentées en résidus de bois auront droit jusqu'en 2009. Dans le cadre de cette transaction, Boralex a encaissé un premier versement en espèces de 16,7 M\$ (14,5 M\$US). Cette somme a, entre autres, servi à financer l'achat de la centrale de Stacyville et à renforcer le fonds de roulement de la filiale américaine de Boralex. Le programme de monétisation comprend aussi des paiements futurs de 14,9 M\$ (12,8 M\$US) contingents à la livraison des crédits d'impôt (voir la section *Faits marquants des deux derniers exercices* pour de plus amples informations). Les frais de financement totaux relatifs à cette transaction se sont élevés à environ 5,8 M\$ dont 4,4 M\$ ont été déboursés au quatrième trimestre.

D'autre part, Boralex a diminué sa dette à long terme d'un montant net de 3,4 M\$ au cours du trimestre. Par conséquent, les activités de financement de la période ont généré des liquidités nettes totales de 8,9 M\$. Au cours du quatrième trimestre de 2005, elles en avaient généré 30,3 M\$, alors que Boralex avait tiré 29,2 M\$ sur sa dette à long terme pour la construction des sites du Massif central et de Plouguin, accru de 6,2 M\$ l'utilisation de ses emprunts et avances bancaires afin de poursuivre l'optimisation de ses centrales à base de résidus de bois, et remboursé 5,2 M\$ de sa dette à long terme.

Tenant compte également de l'effet de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les divers flux de trésorerie du quatrième trimestre de 2006 ont généré des liquidités totales nettes de 10,2 M\$.

Pour l'ensemble de l'exercice 2006, les activités de financement ont produit des liquidités de 22,0 M\$ (dont 10,9 M\$ en relation avec la transaction de monétisation décrite précédemment), par rapport à 144,1 M\$ en 2005 (dont 136,1 M\$ provenant de l'augmentation de la dette à long terme, dans le but de financer les nouveaux sites éoliens du Massif Central et de Plouguin).

Le 27 janvier 2006, Boralex a clos un refinancement à long terme de 85 M\$ en remplacement du crédit rotatif d'un montant initial de 65 M\$ mis en place en 2004. Le nouveau financement consiste en un crédit rotatif d'une durée de trois ans, assorti de deux options de renouvellement d'un an. À l'instar du crédit rotatif précédent, celui mis en place en 2006 est garanti par le placement de Boralex dans le Fonds, selon une limite basée sur la valeur boursière des parts de fiducie du Fonds. De fait, les sommes empruntées ne peuvent excéder un certain pourcentage de la valeur boursière du placement, auquel cas, les prêteurs peuvent exiger le remboursement d'une portion des sommes empruntées. Cet instrument porte intérêt à taux variable selon le taux des acceptations bancaires, ajusté d'une marge qui varie selon le ratio de couverture de la dette par le placement dans le Fonds.

Au cours de l'exercice 2006, Boralex a utilisé ce nouveau crédit rotatif afin de rembourser la somme de 40,8 M\$ qui était tirée sur son ancien crédit. Outre cet élément, Boralex a entrepris les remboursements périodiques relatifs aux dettes du Massif Central et de Plouguin, pour un montant totalisant 11,2 M\$ en 2006 (dont 3,6 M\$ au quatrième trimestre). Boralex a aussi tiré le solde de ses emprunts autorisés pour les projets du Massif Central et de Plouguin, au montant de 11,6 M\$, et débuté ses tirages pour son projet de St-Agrève pour un montant de 8,4 M\$ (dont 1,8 M\$ au quatrième trimestre). Les sommes tirées sur le crédit rotatif depuis le début de 2006 s'élèvent à 8,7 M\$. En 2005, la majorité de l'augmentation de la dette à long terme provenait des tirages effectués pour les projets du Massif Central et de Plouguin.

Les frais de financement de 1,2 M\$ en 2006 (excluant ceux liés à la transaction de monétisation des crédits d'impôt à l'énergie renouvelable) se rapportent à la mise en place du nouveau crédit rotatif et au second versement des frais d'arrangement de la convention cadre de 190 M€ signée en 2005.

Finalement, au premier semestre de 2006, Boralex a émis des actions pour un montant 0,3 M\$, à la suite de l'exercice d'options par des employés.

En résumé, l'ensemble des flux de trésorerie de l'exercice 2006, tenant compte de l'effet de l'écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie, a produit des liquidités de 3,3 M\$, laissant un solde disponible de 13,9 M\$ au 31 décembre 2006, comparativement à 10,6 M\$ un an plus tôt.

ANALYSE DE LA SITUATION FINANCIÈRE AU 31 DÉCEMBRE 2006 Commentaire général

L'évolution de la situation financière de Boralex entre le 31 décembre 2005 et le 31 décembre 2006 reflète les principaux éléments suivants :

- >> la poursuite de son expansion dans le secteur de l'énergie éolienne et son financement par la dette à long terme ;
- >> le paiement des fournisseurs et le début des remboursements de la dette relativement au développement éolien ;
- >> l'utilisation des liquidités disponibles de la Société pour financer ses besoins opérationnels immédiats, notamment les travaux de réfection majeurs effectués dans le secteur des résidus de bois ; et
- >> la conclusion de la transaction de monétisation des crédits d'impôts américains à l'énergie renouvelable du secteur des résidus de bois en décembre 2006.

Actif

En date du 31 décembre 2006, l'actif total se chiffrait à 478,4 M\$ comparativement à 429,5 M\$ au 31 décembre 2005. Cette augmentation de 48,9 M\$ ou de 11 % est attribuable aux éléments suivants :

- >> la croissance du secteur éolien, dans lequel les investissements se sont chiffrés à 9,7 M\$ en 2006 (16,3 M\$ en incluant l'encaisse affectée aux comptes de réserve pour la dette à long terme) ; et
- >> des investissements de l'ordre de 12,3 M\$ dans le secteur des résidus de bois, qui ont servi à l'acquisition d'une centrale, aux travaux d'entretien du printemps et de l'automne et à l'achat d'équipements. Pour ce même secteur, la Société a bénéficié d'une entrée d'argent nette de 10,9 M\$ liée au programme de monétisation des futurs crédits d'impôts pour énergie renouvelable. Préalablement à cette transaction, elle avait aussi bénéficié de crédits d'impôts à l'énergie renouvelable au montant de 10,6 M\$ pour les onze premiers mois de 2006.

Fonds de roulement

Au terme de l'exercice 2006, le fonds de roulement de Boralex affichait un déficit de 14,6 M\$, comparativement à un déficit de 18,6 M\$ au 31 décembre 2005. Il est à noter que la portion court terme de la dette à long terme contient une dette de type crédit-relais que la Société compte réduire au cours de 2007. La variation du déficit s'explique par plusieurs facteurs dont :

- >> l'encaissement de la somme provenant de la monétisation des crédits d'impôt à l'énergie renouvelable du secteur des résidus de bois ;
- >> les paiements finaux relatifs aux projets de construction terminés à la fin de décembre 2005 à même l'utilisation des produits de dettes associées ;
- >> l'utilisation d'actifs d'impôts futurs, en l'occurrence des pertes fiscales à reporter, pour réduire les impôts qui auraient été payables suite à la transaction de monétisation ;
- >> l'affectation de l'encaisse aux réserves requises en vertu des conventions de crédit ; et
- >> l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien, ce qui a eu pour effet d'augmenter la portion à court terme de la dette à long terme.

En date du 31 décembre 2006, le fonds de roulement hors caisse, c'est-à-dire avant espèces et quasi-espèces, emprunts et avances bancaires et portion à court terme de la dette à long terme, se chiffrait à 13,3 M\$ comparativement à 9,8 M\$ au 31 décembre 2005.

Dettes totales et avoir des actionnaires

Entre le 31 décembre 2005 et 2006, la dette totale de la Société est passée de 203,8 M\$ (193,2 M\$ nette de l'encaisse) à 234,3 M\$ (220,4 M\$ nette de l'encaisse) en raison principalement des tirages pour les projets du Massif Central, de Plouguin et de St-Agrève. Aucun nouveau projet n'ayant été annoncé au cours de l'exercice 2006, la Société dispose toujours, jusqu'au 31 décembre 2008,

d'un solde inutilisé de 160,2 M€ sur le financement cadre de 190 M€, ce qui lui donne une marge de manœuvre considérable pour mettre en œuvre de nouveaux projets éoliens en France. Au coût de construction actuel, ceci lui permettrait de réaliser des projets totalisant plus de 100 MW.

Compte tenu du cours boursier du titre de Boralex, qui était de 10,40 \$ au 31 décembre 2006, le ratio de la dette totale sur capitalisation boursière se situait à 75 % à cette date, par rapport à 81 % au 31 décembre 2005, alors que la valeur de l'action était de 8,39 \$. D'autre part, l'avoir des actionnaires s'est accru de 18,4 M\$ au cours de l'exercice 2006, principalement grâce au bénéfice net de la période et à une diminution des écarts de conversion cumulés liés à l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien. L'avoir totalisait ainsi 183,6 M\$ au terme du dernier exercice, soit environ 6,11 \$ par action.

Au cours du deuxième trimestre de 2006, le financement américain a été renouvelé jusqu'au 1^{er} mai 2007. Son solde se situait à 5 M\$ (4,3 M\$US) au 31 décembre 2006. Boralex a également obtenu une prolongation jusqu'au 30 juin 2007 de son crédit-relais de 15,9 M€ émis par une banque française dans le cadre de la construction des sites du Massif Central. En 2006, la Société a émis trois lettres de garanties sur son crédit d'exploitation pour un montant total de 26,6 M\$, dont la majorité représente la garantie du crédit-relais. Au terme du quatrième trimestre, le total des sommes empruntées sur le crédit d'exploitation de la Société s'élevait à 49,5 M\$. En raison de la baisse de la valeur des unités du Fonds qui a suivi l'annonce du projet fédéral concernant la modification de la loi de l'impôt applicable aux fiducies de revenu, la capacité de financement sur ce crédit a été réduite. Au 31 décembre 2006, Boralex possédait une marge de manœuvre de 1,3 M\$ sur ce crédit. De plus, la Société disposait de liquidités de 13,9 M\$ et poursuit actuellement des négociations qui lui permettront de réduire le crédit-relais français et conséquemment, la lettre de garantie requise d'un montant de 10 à 15 M\$.

Revenus reportés

Dans le bilan consolidé de la Société, la contrepartie de 16,7 M\$ reçue le 1^{er} décembre 2006 dans le cadre de la monétisation des crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable des centrales américaines aux résidus de bois a été présentée dans le passif à long terme à titre de *Revenus reportés*. Ces revenus reportés seront reconnus progressivement dans l'état consolidé des résultats, à mesure que les crédits d'impôts seront livrés à l'investisseur. Ainsi, des revenus de 0,4 M\$ ont été reconnus entre le 1^{er} décembre et le 31 décembre 2006. Il est à noter qu'advenant une production insuffisante de crédit d'impôt, la Société devrait rembourser la partie non gagnée de ce produit. Cependant, les prévisions à long terme démontrent que la production sera suffisante pour éviter cette éventualité.

PERSPECTIVES 2007

La direction de Boralex est confiante quant à la performance financière de la Société pour l'exercice 2007, en raison principalement de l'amélioration prévue de la performance du secteur des résidus de bois et de la contribution accrue du secteur éolien, dont une partie importante des actifs était en rodage en 2006.

Secteur résidus de bois

La direction anticipe un redressement des résultats de ce secteur en 2007, bien qu'elle ne prévoie pas de hausse significative des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis, et qu'elle estime que le coût de l'approvisionnement des centrales en résidus de bois demeurera élevé.

Cependant, ce secteur bénéficiera de la tendance à la hausse de la demande et des prix amorcée depuis le quatrième trimestre de 2006 sur le marché des REC's du Connecticut. Selon la direction, cette tendance favorable devrait se poursuivre en 2007 et au cours des prochaines années, en raison notamment de l'augmentation du pourcentage minimum d'énergie renouvelable imposé aux distributeurs d'électricité par l'État du Connecticut (où la centrale de Stratton est qualifiée pour la vente de REC's), lequel atteindra 7 % en 2010 par rapport à 2 % en 2006. Ainsi, en plus d'avoir conclu des contrats fermes pour la vente de la majeure partie des REC's qu'elle prévoit produire au cours de l'année 2007, la centrale de Stratton a signé récemment des ententes fermes pour la vente anticipée d'une partie de sa production de REC's prévue pour les années 2008 et de 2009. À ce jour, l'ensemble de ces ventes à terme représente des revenus totalisant plus de 13 M\$US pour la centrale de Stratton. De plus, la centrale de Chateaugay, qualifiée au marché des REC's de l'État de New York depuis février 2006, a signé un contrat de vente avec cet État, effectif depuis le 1^{er} avril 2006, qui lui donne droit à un paiement si le prix de vente de l'énergie sur le marché libre de l'État de New York n'est pas suffisant pour lui offrir un rendement raisonnable. Ce contrat assure donc à cette centrale une stabilité accrue de son exploitation. Boralex évalue présentement ses alternatives en ce qui concerne ses autres centrales américaines.

D'autres développements significatifs sont survenus récemment dans le secteur des résidus de bois qui contribueront à améliorer ses résultats, en particulier le renouvellement, effectif depuis le 1^{er} janvier 2007, des contrats de vente d'électricité des centrales d'Ashland et Fort Fairfield pour les deux prochaines années, selon des termes reflétant davantage la réalité actuelle du marché. Ceci aura pour effet d'améliorer la rentabilité de ces centrales en même temps que le prix de vente moyen par MWh du secteur des résidus de bois. En outre, des contrats de vente à terme ont été conclus à l'égard d'une partie importante de la production prévue des centrales de Stratton et de Livermore Falls pour l'année 2007, ce qui contribuera à sécuriser leurs revenus. Boralex a également entrepris de se prévaloir des avantages offerts par

un nouveau marché, le *Forward Capacity Market*, qui permet aux producteurs d'énergie de toucher des redevances mensuelles sur leur engagement à maintenir leur puissance en place. Ce nouveau produit générera des revenus annuels de plus de 4 M\$ en 2007 et 2008. Par la suite, il sera confié aux lois du marché de l'offre et de la demande, ce qui pourrait représenter une opportunité de revenus intéressante pour Boralex.

Enfin, le secteur des résidus de bois de Boralex poursuit ses efforts afin d'améliorer la disponibilité, la qualité et les coûts de sa matière première et d'optimiser la productivité et l'efficacité de ses centrales. Le coût par tonne des matières premières a subi d'importantes hausses au cours des quelques dernières années, principalement en raison des hausses du prix du pétrole, qui se répercutent dans le prix du transport, et de l'utilisation d'une meilleure qualité de résidus. Boralex évalue continuellement des solutions afin de réduire ce coût. En ce qui concerne le coût du transport des matières premières, elle tente de plus en plus de contrôler l'origine des matières premières afin de réduire les distances à parcourir. À cet effet, les investissements importants effectués depuis 2004 dans des équipements mobiles pour broyer les résidus permettent de récolter, à proximité des centrales, plus du tiers de leurs besoins annuels. Quant au choix de ses matières premières, bien que ses centrales utilisent des résidus de bois de meilleure qualité que par le passé, donc plus dispendieux, cette stratégie procure des économies en permettant un meilleur taux de combustion et en diminuant l'usure et les bris d'équipement, ce qui se traduira à moyen terme par des coûts d'entretien et de réparation moins élevés. De façon générale, les stratégies d'approvisionnement et de production mises sur pied depuis 2004 ont permis à Boralex d'assurer un approvisionnement stable à ses centrales.

Notons par ailleurs, qu'à la suite de la transaction de monétisation des crédits d'impôts pour la production d'énergie renouvelable à base de résidus de bois, ce secteur encaissera des avantages fiscaux au rythme de la production de ses centrales au cours des trois prochains exercices. En outre, cette transaction l'a dotée d'une flexibilité accrue pour poursuivre son développement.

Secteur éolien

La direction anticipe également une participation plus importante du secteur éolien aux revenus et à la rentabilité de Boralex, puisque ce secteur bénéficiera en 2007 de la pleine contribution des nouvelles fermes du Massif Central et de Plouguin rodées en 2006. Une nouvelle ferme éolienne de 12 MW sera également mise en service au milieu de l'exercice, tandis qu'un site existant fera l'objet d'une expansion de sa capacité plus tard dans l'année. Étant donné que le prix de vente moyen réalisé en France est supérieur aux prix obtenus en Amérique du Nord, l'augmentation de la production de ce secteur a un effet bénéfique significatif sur la rentabilité de Boralex. En outre, la performance de ce secteur

profite d'une gestion technique de plus en plus efficace et proactive de l'ensemble du parc éolien de Boralex, qui lui permet d'améliorer le taux de disponibilité des fermes éoliennes et d'apporter certaines mesures préventives, par exemple, contre les effets du givre. En 2006, un centre de gestion à distance à la fine pointe, auquel tous les actifs français de production d'énergie de Boralex sont désormais reliés, a été mis en service à Blendecques, en France. Des outils sophistiqués de communication et de surveillance en temps réel de l'environnement physique et de la performance des éoliennes ont également été mis au point.

À plus long terme, le gouvernement français a exprimé sa volonté de multiplier par dix la production éolienne du pays d'ici dix ans, volonté qui se traduit notamment par une législation propice aux intervenants de ce secteur. Ceci incite la Société à poursuivre une stratégie d'investissements ambitieuse en France, où elle vise à accroître de façon substantielle sa puissance installée. Le secteur éolien de Boralex entend également explorer les occasions de croissance dans d'autres pays d'Europe.

En partenariat avec Gaz Métro et le Séminaire de Québec, Boralex poursuit au Québec le projet de la Seigneurie de Beaupré en vue d'y implanter un parc éolien de plus de 400 MW. Il est prévu que ce projet sera soumis cette année à l'appel d'offre visant 2 000 MW additionnels lancé par Hydro-Québec Distribution en 2005. Les nombreuses études réalisées à ce jour sur ce vaste site, exceptionnellement bien situé, en confirment l'excellent potentiel.

Secteur hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques ont connu des conditions hydrologiques exceptionnelles en 2006. La direction de Boralex tient cependant à rappeler que la performance affichée en 2006 n'indique pas une tendance pour l'avenir, d'autant plus que les centrales ne possèdent pas de réservoirs pour régulariser les débits d'eau. Cependant, étant donné la nature de leurs activités et leur structure de coûts, les centrales hydroélectriques de Boralex ont historiquement été des sources fiables de revenus et de bénéfices.

D'autre part, suite à l'annonce faite en juin 2006 relativement à l'acquisition projetée d'une sixième centrale hydroélectrique aux États-Unis, dans l'État de New York, les vérifications effectuées par Boralex l'ont incitée à renoncer à cette acquisition.

Centrale alimentée en gaz naturel

Étant donné que le coût du gaz naturel demeure actuellement à un niveau élevé, la direction prévoit que les équipements de cogénération de cette centrale seront, pour une troisième année consécutive, arrêtés durant la période d'avril à octobre 2007 et que le client industriel de la centrale continuera alors d'être fourni en vapeur grâce à la chaudière auxiliaire. Cette décision serait réévaluée si les coûts du gaz naturel baissaient significativement et que la rentabilité marginale de l'exploitation devenait suffisamment importante pour justifier les coûts d'exploitation. Par ailleurs, il est à noter que les résultats de cette centrale pour

l'année 2007 accuseront un manque à gagner au niveau de la vente des excédents de quotas de CO₂, puisque les excédents de quotas de l'année 2007 ont été vendus en 2006. La direction prévoit néanmoins que ce secteur continuera d'apporter une contribution positive à la rentabilité de Boralex, dû en partie

aux prix de vente actuels de l'électricité et de la vapeur en France, et au fait que la centrale dispose de contrats d'approvisionnements en gaz naturel qui lui permettent de protéger sa marge bénéficiaire pour le prochain exercice.

Globalement, grâce au redressement anticipé du secteur des résidus de bois et à l'expansion de son secteur éolien, Boralex anticipe une croissance significative de ses produits, de ses profits et de sa marge brute d'autofinancement au cours des prochains trimestres. Combinée à ses liquidités, cette croissance devrait contribuer à pourvoir aux besoins de fonds réguliers de la Société, à renforcer davantage sa situation financière et à poursuivre ses autres projets d'expansion. Boralex n'entrevoit pas, à court terme, verser des dividendes sur les actions de catégorie A, sa politique étant plutôt de réserver ses liquidités à la poursuite de ses projets de croissance.

À plus long terme, les perspectives de Boralex sont également favorables, compte tenu de la qualité et de la répartition bien diversifiée de ses actifs et de ses expertises dans la production d'énergie renouvelable. De façon générale, Boralex continuera d'explorer les opportunités qui se présentent dans ses champs d'expertise, tout en accordant une attention primordiale à la gestion responsable de ses coûts d'exploitation et de ses risques d'affaires.

RENSEIGNEMENTS SUR LE CAPITAL-ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Au 31 décembre 2006, le capital-actions émis et en circulation de Boralex consistait en 30 049 586 actions de catégorie A, par rapport à 29 989 398 au 31 décembre 2005. Au cours de l'année 2006, un total de 60 188 options d'achat d'actions a été exercé par des employés, et 7 485 options ont été annulées. En outre, 297 664 nouvelles options ont été octroyées aux membres de la haute direction de Boralex. En date du 31 décembre 2006, 1 176 106 options d'achat d'actions étaient en circulation, dont 565 576 pouvant être levées à un prix moyen de levée de 4,84 \$.

OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Le 12 juin 2006, Boralex a annoncé son intention d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal de ses activités. Le programme de rachat, qui a débuté le 14 juin 2006 et qui se terminera le 13 juin 2007, vise un maximum de 1 500 000 actions de catégorie A, représentant environ 5% des 30 049 586 actions de catégorie A de Boralex émises et en circulation au 31 mai 2006. Les rachats en vertu de cette offre publique de rachat s'effectuent dans le cours normal des activités de Boralex, par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto. Les actions de catégorie A ainsi rachetées seront annulées. En date du 31 décembre 2006, Boralex n'avait racheté aucune action de catégorie A en vertu de ce programme.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Depuis le 31 décembre 2005, il n'y a pas eu de changement important dans la stratégie de gestion des risques de la Société.

Risque de marché

Afin de couvrir son risque lié à l'évolution des prix de vente de l'électricité sur le marché américain, la Société a conclu des

contrats de vente à prix déterminés. Plusieurs de ces contrats nécessitent la livraison physique de l'électricité pour qu'une compensation financière soit effectuée. Par contre, pour des raisons d'efficacité, il peut être plus avantageux de conclure des contrats à terme de nature financière qui n'exigent aucune livraison d'électricité pour que la compensation ait lieu. Les contrats de ce type détenus par la Société ont été désignés comme élément de couverture des flux monétaires variables liés aux ventes futures de l'électricité produite. La Société documente ces relations tout au long de leur durée et ce faisant, s'assure qu'ils demeurent hautement efficaces. Ces instruments ne sont donc pas inscrits au bilan de la Société en vertu des règles de comptabilité de couverture.

Au 31 décembre 2006, la Société possédait quatre contrats de ce type, visant une production totale de 227 064 MWh sur des périodes allant de 7 à 27 mois. Leur juste valeur favorable à cette date est de 2,8 M\$.

Risque de taux d'intérêt

Puisqu'une importante proportion des dettes de la Société porte intérêt à taux variable, des swaps financiers ont été conclus afin de fixer une portion de ces intérêts. Ces instruments financiers ont été désignés à titre de couverture des flux monétaires d'intérêts variables associés à certaines dettes à taux variable. Tout comme dans le cas des swaps de prix d'électricité discutés précédemment, la Société documente ses relations de couverture et s'assure que ces dernières demeurent hautement efficaces tout au long de la désignation. Mentionnons que certains swaps étaient en situation de surcompensation de l'élément couvert au 31 décembre 2006, cependant l'effet en était négligeable.

Au 31 décembre 2006, la Société était engagée dans des swaps de taux d'intérêt d'un montant notionnel de 135,7 M\$ et dont la juste valeur favorable était de 2,4 M\$.

RISQUES ET INCERTITUDES

Risques liés à l'exploitation

Les revenus générés par les centrales sont proportionnels à la quantité d'énergie qu'elles produisent. Le fait que l'équipement des centrales puisse exiger des temps d'arrêt plus long que prévu pour l'entretien et les réparations, ou que la production d'énergie soit perturbée pour d'autres raisons, peut avoir une incidence négative sur les revenus et la rentabilité de la Société.

À l'exception des centrales du Canada et d'Europe et d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis qui bénéficient de contrats de vente d'électricité à long terme, ainsi que de deux centrales alimentées en résidus de bois qui possèdent des contrats de vente d'électricité à prix fixe pour une période de deux ans, huit des centrales exploitées par Boralex vendent leur électricité en vertu de contrats à court terme (soit de moins d'un an) ou sur le marché libre. Les prix de vente de l'électricité varient en fonction de l'offre, de la demande et de certains autres facteurs externes, si bien que leur niveau peut être insuffisamment élevé pour assurer l'exploitation rentable des centrales. Boralex a mis en place une stratégie de couverture afin de réduire ce risque, tel que discuté précédemment.

L'accessibilité, la constance et le coût des matières premières représentent d'autres facteurs de risque pour la Société. Entre autres, la performance de ses centrales hydroélectriques peut être affectée par la qualité des débits d'eau. Quant aux centrales thermiques et de cogénération, elles doivent pouvoir compter sur des quantités suffisantes, disponibles à prix abordables, de résidus de bois ou de gaz naturel. La Société réduit ce dernier risque par l'établissement de partenariats avec des fournisseurs et, dans le cas des résidus de bois, par la recherche de sources alternatives aux résidus de bois vierges ainsi que par des stratégies d'entreposage qui lui permettent d'éviter de s'approvisionner en période de rareté des ressources premières, alors que les coûts sont élevés.

Risques de change

La Société est exposée au risque de taux de change sur certaines opérations conclues en devises étrangères. En particulier, une part importante des matières premières consommées par ses centrales américaines alimentées en résidus de bois est libellée en dollars canadiens. Outre cet élément, la majorité des opérations sont conclues dans la devise locale où se situent les centrales.

En ce qui concerne la conversion des états financiers de ses filiales étrangères, seulement deux des 21 centrales dont Boralex est propriétaire sont situées au Canada, alors qu'elle en compte onze aux États-Unis et huit en France. Puisque toutes ces filiales sont autonomes, l'impact des fluctuations des taux de change étranger est mesuré sur l'investissement net de la Société dans ses filiales et les variations sont constatées dans l'avoir des actionnaires et non dans l'état des résultats, et ce jusqu'à ce que la Société rapatrie des fonds au Canada.

Risque de crédit

La Société possède un nombre restreint de clients, mais dont la cote de crédit est en général très élevée. En effet, le marché de l'électricité au Québec et en France est exploité par des monopoles. Cependant, la vapeur produite par la centrale française de cogénération est utilisée dans le processus de fabrication du papier d'un client du secteur privé, ce qui représente un risque légèrement plus élevé. Le marché américain est plus déréglementé. Une part importante des transactions sont faites par l'entremise de regroupements régionaux de producteurs, soit le NEPOOL pour la région de la Nouvelle-Angleterre et le NYISO pour l'État de New York, qui ont un crédit très élevé. Sur ce marché, il est aussi possible de conclure des ententes directement avec des distributeurs d'électricité qui sont normalement de grandes sociétés dont les cotes de crédit sont généralement de niveau *Investment Grade*. La Société évalue régulièrement l'évolution de la situation financière de ses clients.

En ce qui concerne les contreparties aux instruments financiers dérivés, elles sont majoritairement de grandes sociétés. Avant de conclure une transaction sur instruments dérivés, la Société analyse la cote de crédit de la contrepartie et évalue le risque global selon le poids de cette contrepartie dans son portefeuille. Lorsque ces analyses s'avèrent défavorables parce qu'un changement significatif de la cote de crédit s'est produit ou que le poids d'un partenaire est devenu trop important, la transaction n'a pas lieu. D'autre part, si une société ne possède pas une cote de crédit publique, Boralex évalue le risque et peut demander des garanties financières.

Finalement, la Société est exposée à un risque de crédit en ce qui concerne ses contrats de location-financement. Afin de réduire ce risque, la Société évalue de façon régulière la performance des fournisseurs afin de déterminer si des mesures doivent être prises. La Société effectue aussi de temps à autre des visites sur les sites de production des copeaux afin de vérifier l'état de l'équipement. Si le crédit d'un fournisseur devenait douteux et qu'un plan d'action acceptable ne peut être mis en place, la Société aurait accès aux actifs sous-jacents qui pourraient être transférés à un autre fournisseur dont le crédit est meilleur. Dans cette éventualité, la Société réévaluerait ces actifs selon le moindre de la valeur comptable et la juste valeur marchande.

Risque de taux d'intérêt

La Société possède plusieurs dettes à long terme qui portent intérêt à taux variables. En date du 31 décembre 2006, environ 88 % de la dette à long terme émise portait intérêt à taux variable. Si les taux augmentaient de façon importante dans les années futures, cela pourrait affecter les liquidités disponibles pour le développement des projets de la Société. Tel que discuté à la note 8 des états financiers consolidés de l'exercice se terminant le 31 décembre 2006, l'utilisation de swaps de taux d'intérêt

permet à la Société de réduire son risque de fluctuation des taux d'intérêt en réduisant son exposition à 35 % de la dette totale. Certains swaps étaient en situation de surcompensation de l'élément couvert, cependant l'effet en était négligeable.

La Société n'a pas l'intention de transiger ces instruments, car elle les a conclus dans l'objectif de réduire son risque lié à la variation des taux d'intérêts. Ainsi, le fait que la juste valeur soit favorable n'est qu'une indication que les taux d'intérêts à terme ont subi une hausse et ne remet pas en question l'efficacité de l'instrument dans la stratégie de gestion du risque.

Changement possible de la fiscalité canadienne portant sur les fiducies de revenu

Suite à l'annonce, en octobre 2006, des nouvelles dispositions fiscales envisagées par le gouvernement fédéral du Canada à l'endroit des fonds de revenu, lesquelles entreraient en vigueur en 2011, le Fonds a mis sur pied un comité indépendant afin d'évaluer les diverses options qui s'offrent à lui. Par ailleurs, le Fonds a annoncé le 2 mars 2007 qu'il entamait un processus de sollicitation dans le but d'obtenir des soumissions menant à une vente ou à une fusion potentielle du Fonds. Les actionnaires de Boralex seront informés en temps opportun de tout développement important dans ce dossier et de son impact sur Boralex.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET AUTRES ENGAGEMENTS

Engagements envers le Fonds

La Société s'est engagée à fournir les services de supervision, d'exploitation, d'entretien, de sécurité, de gestion et d'administration pour huit centrales, selon une convention de gestion se terminant le 19 février 2022 et renouvelable à l'échéance pour des périodes consécutives de cinq ans. Les services inclus couvrent les salaires et les avantages sociaux des employés affectés à ces centrales ainsi que l'utilisation du centre de contrôle de la Société. Initialement, lors de la création du Fonds en 2002, la compensation annuelle pour ces services était de 4 386 000 \$, payable en versements mensuels à la Société. Par la suite, le montant est ajusté annuellement selon l'indice des prix à la consommation des 12 mois précédents. Pour 2006, les revenus relatifs à cette convention ont été de 5 165 000 \$ (5 064 000 \$ en 2005).

La Société s'est engagée à fournir la gestion complète pour deux centrales hydroélectriques situées dans l'État de New York (les « Centrales d'Adirondack ») et détenues par le Fonds selon des modalités similaires aux conditions décrites ci-dessus. Plus précisément, les sommes payables en vertu de cette convention sont limitées aux frais d'exploitation et la rémunération mensuelle à la Société couvre les salaires et avantages sociaux des employés

affectés à l'exploitation, à la supervision, à l'entretien, à la sécurité, à la gestion et à l'administration des Centrales d'Adirondack ainsi qu'aux frais généraux de celles-ci. Les revenus liés à cette convention ont été de 292 000 \$ en 2006 (293 000 \$ en 2005). Cette convention prend fin en 2023 et est renouvelable pour des durées additionnelles de cinq ans au gré de Boralex, le gestionnaire.

Autres engagements et éventualité

En plus des engagements liés au Fonds, la Société a les engagements suivants :

En vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2027 la totalité de sa production d'énergie d'une centrale hydroélectrique située aux États-Unis. De plus, elle a conclu des ententes d'une durée de 26 mois pour deux de ses centrales alimentées en résidus de bois. Ces contrats viennent à échéance le 28 février 2009. Finalement, au Canada et en France, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité et de vapeur en vertu de contrats à long terme selon les échéances suivantes :

ORIGINE	TYPE DE PRODUCTION	ÉCHÉANCE
Canada	Électricité	2010 et 2021
France	Électricité	Entre 2013 et 2020
France	Vapeur	2022

Pour l'exploitation de la centrale de Middle Falls aux États-Unis, la Société loue le terrain où est située la centrale de Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'un bail échéant en 2027. Jusqu'en 2013, le paiement est un montant fixe indexé annuellement de 3 %. En 2006, le loyer a été de 361 000 \$ (318 300 \$ US) et sera indexé de 3 % annuellement jusqu'en 2013. À partir de 2014, le loyer sera variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.

La Société s'est engagée en vertu de contrats de vente à terme, à vendre des RECs qui seront générés par l'une de ses centrales américaines qui s'est qualifiée pour le programme de l'État du Connecticut. Au 31 décembre 2006, le solde de ces engagements totalisait environ 8,6 M\$, pour des périodes se situant entre janvier 2007 et décembre 2007. Subséquemment à la fin de l'exercice 2006, la Société a aussi conclu des ententes pour un montant additionnel de 6,7 M\$ pour 2007, 2008 et 2009.

Conformément à sa politique de gestion des risques, la Société a fixé le prix d'une portion de la production d'une centrale à base de résidus de bois à l'aide de contrats à termes requérant la livraison physique de l'électricité. Au 31 décembre 2006, le

total de ces contrats portait sur 116 400 MWh (229 200 MWh en 2005). Ces contrats avaient une juste valeur défavorable de 903 000 \$ US (8 520 000 \$ US en 2005).

En vertu des ententes pour l'approvisionnement en résidus de bois de ses centrales, la Société s'est engagée à prendre livraison de certaines quantités minimum. Selon les prévisions de production, la Société prévoit prendre livraison de quantités au-delà des minimums contractuels. Dans le cadre des projets éoliens du Massif Central, la Société a conclu un contrat d'entretien clé-en-main avec GE Wind Energy. Le contrat a une durée initiale de cinq ans pour lequel des déboursés annuels d'environ 600 000 € sont prévus.

La Société a, au fil des ans, vendu des entreprises, y compris des centrales de production électrique au Fonds. Selon les ententes relatives à ces ventes, la Société pourrait devoir indemniser l'acheteur relativement aux passifs découlant d'événements antérieurs à la vente, qu'il s'agisse de questions relatives à la main-d'œuvre ou de nature fiscale, environnementale, judiciaire ou autre, ou qui découleraient des représentations faites par la Société. Les garanties d'indemnisation de ce genre s'étendent pour la majeure partie sur des périodes ne dépassant pas dix ans. La Société ne peut évaluer le montant de son passif éventuel au titre de telles garanties d'indemnisation du fait que ces montants dépendent de l'issue d'événements futurs éventuels dont la nature et la probabilité ne peuvent être établies pour le moment. Cependant, le montant maximal lié à ces garanties ne peut excéder les produits générés par ces ventes.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

En plus de détenir 23 % des parts de fiducie du Fonds, la Société est liée à ce dernier en vertu d'ententes de gestion et d'administration à long terme. Pour 2006, ces ententes ont généré 4 % de tous les revenus de Boralex (4 % en 2005), tandis que sa part des résultats du Fonds a représenté 7 % (7 % en 2005). Finalement, Boralex a reçu des distributions du Fonds d'un montant de 12,4 M\$ en 2006 (12,4 M\$ en 2005).

Une centrale de Boralex, située en France, vend de la vapeur à Norampac inc., une entité détenue à 100 % par Cascades inc. Cascades est une société ayant une influence notable sur Boralex, dont elle détient 43 % du capital-actions. Pour l'exercice 2006, les produits provenant de Norampac se sont élevés à 7,9 M\$ (7,9 M\$ en 2005).

La Société a également une entente de gestion avec une centrale contrôlée par un de ses administrateurs et dirigeants. Pour l'exercice 2006, les produits provenant de cette entente se sont élevés 0,5 M\$ (0,5 M\$ en 2005).

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

Certaines conventions comptables appliquées par Boralex exigent des estimations et des hypothèses au sujet d'événements futurs qui influent sur les montants déclarés dans les états financiers et les notes afférentes. Comme il est impossible de déterminer avec certitude ces événements futurs et leurs effets, la détermination des estimations repose sur le jugement de la direction. Les résultats réels pourraient différer des estimations, et le moindre écart pourrait avoir une incidence considérable sur les états financiers de la Société. Les estimations importantes utilisées par la Société concernent surtout les hypothèses utilisées aux fins des tests de dépréciation des actifs à long terme. Les estimations liées aux prix futurs de l'électricité, à la durée de vie restante des actifs, et aux entrées et sorties de fonds futures liées à l'exploitation de ces actifs, peuvent varier considérablement dans le futur. Ces estimations pourraient avoir un impact significatif sur les résultats d'exploitation et la situation financière future de la Société.

NOUVELLES CONVENTIONS COMPTABLES ADOPTÉES

Aucune nouvelle convention comptable n'a été adoptée en 2006.

NOUVELLE CONVENTION COMPTABLE À ADOPTER AU COURS DES PROCHAINS EXERCICES

Instruments financiers, couvertures, capitaux propres et résultat étendu

En janvier 2005, l'ICCA a publié quatre nouveaux chapitres, chapitre 1530, « Résultat étendu », chapitre 3251, « Capitaux propres », chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » et chapitre 3865, « Couvertures ». Dans l'ensemble, ces nouvelles normes traitent de la constatation et de la mesure des instruments financiers, de la comptabilité de couverture et du résultat étendu et ont été élaborées en harmonie avec les principes comptables généralement reconnus déjà en vigueur aux États-Unis. Ces nouvelles normes doivent être adoptées par la Société pour l'exercice débutant le 1^{er} janvier 2007. La Société est présentement à évaluer l'incidence de ces nouvelles normes sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires sur la Société, y compris ses rapports annuels antérieurs, sa notice annuelle, ses rapports intermédiaires et ses communiqués de presse, sont déposés sur le site Internet de SEDAR (www.sedar.com).

EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)

2006				
TRIMESTRES TERMINÉS LES	31 MARS	30 JUIN	30 SEPTEMBRE	31 DÉCEMBRE
Produits de la vente d'énergie				
Centrales hydroélectriques	3 594	2 693	1 785	2 867
Centrales thermiques – résidus de bois	22 248	11 001	17 986	19 891
Centrale thermique – gaz naturel	5 685	1 904	2 220	4 954
Sites éoliens	5 574	5 221	4 652	7 727
	37 101	20 819	26 643	35 439
BAIIA				
Centrales hydroélectriques	2 563	2 129	815	1 974
Centrales thermiques – résidus de bois	4 247	(2 767)	2 939	1 167
Centrale thermique – gaz naturel	3 503	344	236	1 322
Sites éoliens	4 511	4 457	4 016	6 782
Corporatif et éliminations	2 757	746	366	715
	17 581	4 909	8 372	11 960
Bénéfice net	7 609	1 483	1 215	4 713
par action (de base)	0,25 \$	0,05 \$	0,04 \$	0,16 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	29 997 561	30 038 064	30 049 586	30 049 586

2005				
TRIMESTRES TERMINÉS LES	31 MARS	30 JUIN	30 SEPTEMBRE	31 DÉCEMBRE
Produits de la vente d'énergie				
Centrales hydroélectriques	2 699	2 627	1 196	3 440
Centrales thermiques – résidus de bois	20 516	14 458	22 989	20 511
Centrale thermique – gaz naturel	5 739	2 058	1 914	4 233
Sites éoliens	2 064	1 271	859	2 122
	31 018	20 414	26 958	30 306
BAIIA				
Centrales hydroélectriques	2 284	1 979	(61)	2 251
Centrales thermiques – résidus de bois	2 040	4 447	6 051	4 366
Centrale thermique – gaz naturel	1 432	666	(283)	885
Sites éoliens	1 646	1 054	532	916
Corporatif et éliminations	1 998	589	29	1 263
	9 400	8 735	6 268	9 681
Bénéfice net	3 409	5 588	2 729	9 362
par action (de base)	0,11 \$	0,19 \$	0,09 \$	0,31 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	29 986 663	29 986 663	29 986 663	29 987 978

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés et les autres informations financières contenues dans le rapport annuel sont la responsabilité de la direction de Boralex inc., et ont été dressés par la direction dans des limites raisonnables d'importance relative. Pour s'acquitter de cette responsabilité, la direction maintient des systèmes de contrôles internes, des politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés aident à s'assurer que les pratiques en matière de présentation de l'information ainsi que ses procédés comptables et administratifs fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément aux autorisations appropriées. Ces états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, dont un résumé figure dans les états financiers consolidés. S'il y a lieu, ces états financiers consolidés tiennent compte d'estimations faites au meilleur du jugement de la direction. L'information financière présentée ailleurs dans ce rapport annuel est conforme, le cas échéant, à celle présentée dans les états financiers consolidés ci-joints.

Les états financiers consolidés ont été révisés par le conseil d'administration et son comité de vérification. Le comité de vérification se compose exclusivement de membres indépendants et rencontre périodiquement pendant l'exercice les vérificateurs externes. Les vérificateurs externes ont libre accès au comité de vérification et le rencontrent, avec ou sans la présence de la direction.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont vérifié les états financiers consolidés de Boralex inc. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion professionnelle sur la présentation fidèle des états financiers consolidés. Le rapport des vérificateurs présente l'étendue de leur examen ainsi que leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et chef de la direction

(s) Patrick Lemaire
Patrick Lemaire

Le vice président et chef de la direction financière,

(s) Jean-François Thibodeau
Jean-François Thibodeau

Montréal, Canada
Le 28 février 2007

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Boralex inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Boralex inc. aux 31 décembre 2006 et 2005 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2006 et 2005 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Comptables agréés

(s) PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.
PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Montréal, Canada
Le 28 février 2007

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en milliers de dollars)	NOTE	2006	2005
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		13 899	10 615
Comptes débiteurs	17	26 964	26 006
Stocks		5 342	5 232
Frais payés d'avance		2 776	1 955
Impôts futurs	14	-	7 979
		48 981	51 787
Placement	4 A	75 553	77 997
Immobilisations corporelles	5	282 489	262 460
Contrats de vente d'électricité	6	20 631	16 814
Impôts futurs	14	6 249	-
Autres actifs	7	44 480	20 457
		478 383	429 515
PASSIF			
Passif à court terme			
Emprunts et avances bancaires		-	1 215
Comptes créditeurs et charges à payer	17	20 005	28 608
Impôts sur le bénéfice		1 786	2 787
Partie à court terme de la dette à long terme	8	41 835	37 802
		63 626	70 412
Dette à long terme	8	192 493	164 832
Produits reportés	9	16 368	-
Impôts futurs	14	21 564	28 026
Part des actionnaires sans contrôle		730	1 034
		294 781	264 304
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions	11	112 451	111 686
Bénéfices non répartis		99 208	84 188
Écarts de conversion cumulés	12	(28 057)	(30 663)
		183 602	165 211
		478 383	429 515

Approuvé par le Conseil,

(s) Bernard Lemaire
Bernard Lemaire
Président exécutif du conseil

(s) Germain Benoit
Germain Benoit
Administrateur et président
du comité de vérification

Résultats consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	NOTE	2006	2005
Produits de la vente d'énergie		120 002	108 696
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	9	10 622	11 039
Charges d'exploitation		94 572	87 851
		36 052	31 884
Part des résultats du Fonds		10 023	8 873
Revenus de gestion du Fonds	4B	5 457	5 357
Autres revenus		4 776	1 563
		56 308	47 677
Autres charges			
Gestion et exploitation du Fonds		4 249	4 054
Administration		9 237	9 539
		13 486	13 593
Bénéfice d'exploitation avant amortissement		42 822	34 084
Amortissement		20 880	11 037
Frais de financement	13	12 528	4 421
		33 408	15 458
Bénéfice avant impôts sur le bénéfice		9 414	18 626
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	14	(5 774)	(2 560)
		15 188	21 186
Part des actionnaires sans contrôle		(168)	(98)
Bénéfice net		15 020	21 088
Bénéfice net par action de catégorie A de base		0,50 \$	0,70 \$
Bénéfice net par action de catégorie A dilué		0,49 \$	0,70 \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)	11	30 033 885	29 986 994

Bénéfices non répartis consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	2006	2005
Solde au début	84 188	63 100
Bénéfice net de l'exercice	15 020	21 088
Solde à la fin de l'exercice	99 208	84 188

Flux de trésorerie consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	NOTE	2006	2005
Activités d'exploitation			
Bénéfice net		15 020	21 088
Distributions reçues du Fonds	4 A	12 392	12 391
Redressements pour les éléments hors caisse			
Variation de la juste valeur des swaps d'électricité		-	565
Part des résultats du Fonds		(10 023)	(8 873)
Amortissement		20 880	11 037
Amortissement des frais de financement reportés		475	477
Crédits d'impôt pour énergie renouvelable		(9 870)	(11 039)
Impôts futurs	14	(5 100)	86
Autres		744	487
		24 518	26 219
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	15	(10 713)	(6 907)
		13 805	19 312
Activités d'investissement			
Nouvelles immobilisations corporelles		(19 201)	(135 753)
Autres actifs		(7 798)	(3 034)
Acquisitions d'entreprises	3	(6 749)	(18 642)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles		-	400
		(33 748)	(157 029)
Activités de financement			
Emprunts et avances bancaires		(1 215)	19 637
Augmentation de la dette à long terme		69 629	136 108
Versements sur la dette à long terme		(56 487)	(9 075)
Frais de financement		(1 167)	(2 547)
Programme de monétisation, net des frais afférents	9	10 935	-
Produit net d'émission d'actions		273	12
Autres		-	(72)
		21 968	144 063
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		1 259	(1 173)
Variation nette de trésorerie et équivalents de trésorerie		3 284	5 173
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		10 615	5 442
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice		13 899	10 615
Informations supplémentaires			
Trésorerie et équivalents de trésorerie payés pour			
Intérêts		12 028	6 489
Impôts sur le bénéfice		720	356

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2006 et 2005 (Les chiffres des tableaux sont en milliers de dollars, sauf indication contraire.)

Note 1.

Nature des activités et périmètre de consolidation

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est engagée principalement dans le secteur privé de la production d'énergie. Au 31 décembre 2006, elle détenait des participations dans huit centrales hydroélectriques (huit en 2005), six centrales thermiques aux résidus de bois (cinq en 2005), une centrale de cogénération alimentée en gaz naturel (une en 2005) et six sites éoliens (six en 2005) totalisant une puissance de 333,2 mégawatts (« MW ») (315,2 MW en 2005). La Société assure également l'exploitation de dix centrales (dix en 2005) détenues par le Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »), dans lequel la Société possède une participation, ainsi que deux centrales hydroélectriques (deux en 2005) pour le compte d'une entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société.

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, de ses filiales et des entités à détenteurs de droits variables dont elle est le principal bénéficiaire. Le placement dans le Fonds est comptabilisé à la valeur de consolidation.

(Les données relatives aux MW ne sont pas vérifiées.)

Note 2.

Principales conventions comptables

Utilisation d'estimations et incertitude liée à la mesure

La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») requiert l'utilisation de certaines estimations ayant une incidence sur les actifs et les passifs inscrits et sur la présentation des actifs et des passifs éventuels en date du bilan ainsi que sur les produits et les charges comptabilisés pour les périodes présentées. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations. Les estimations sont revues de façon périodique et si des ajustements sont nécessaires, ils sont portés aux résultats lorsqu'ils sont déterminés.

Les estimations importantes utilisées par la Société concernent surtout les hypothèses utilisées aux fins des tests de dépréciation des actifs à long terme et de recouvrabilité des crédits d'impôts pour énergie renouvelable. Ces hypothèses clés concernent surtout les prix de vente futurs de l'électricité et de ses produits connexes, le prix des autres sources d'énergie, en particulier celui du pétrole et du gaz naturel, les coûts futurs d'approvisionnement en résidus de bois ainsi que la durée de vie résiduelle des actifs de production, compte tenu des entretiens planifiés sur la période.

Sur un horizon de trois ans, il existe une certaine liquidité sur le marché de l'électricité, de sorte qu'il est possible d'établir des courbes prévisionnelles de ces prix de vente. Au delà de cet horizon, les prix peuvent être négociés, mais souvent à un escompte significatif étant donné un manque de liquidité dans ce marché. Ainsi, l'hypothèse des prix retenue pour les prix au-delà de la troisième année consiste à ajouter un taux d'inflation raisonnable au prix de la troisième année. Les hypothèses liées aux autres sources d'énergie sont établies à partir d'une méthode similaire puisqu'il existe normalement une corrélation entre leur prix et celui de l'électricité.

En ce qui concerne le coût des résidus de bois, celui-ci ne fait pas partie d'un marché organisé. Les achats sont négociés sur la base d'ententes spécifiques avec chacun des fournisseurs. La plupart des contrats sont renouvelables sur une base annuelle et donc les prix sont sujets à être modifiés. L'hypothèse de coût des résidus de bois utilisée dans nos modèles repose sur les prix contractuels négociés pour la prochaine année, indexés selon l'IPC prévisionnel pour les années subséquentes.

Finalement, la durée de vie résiduelle des actifs varie en fonction des montants attribués à leur entretien. Lorsque les centrales sont suffisamment bien entretenues, leur durée de vie peut-être très longue et limitée seulement par les avancements technologiques

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

qui pourraient rendre cette méthode de production moins concurrentielle. Donc, les données prévisionnelles contiennent suffisamment de frais d'entretien pour assurer que la durée de vie des centrales se poursuivra au minimum jusqu'à la fin de l'horizon des prévisions, soit quinze ans.

En ce qui concerne son placement dans le Fonds, la Société estime qu'elle le détiendra à long terme et donc qu'elle recevra des distributions de son revenu imposable. En conséquence, le passif d'impôt futur lié à ce placement a été calculé en utilisant le taux d'imposition applicable au revenu d'entreprise, ce qui est plus élevé que le taux d'imposition applicable au gain en capital qui s'appliquerait en cas de disposition du placement. Ces estimations pourraient avoir un impact significatif sur les résultats d'exploitation et la situation financière future de la Société.

Constatation des produits

La Société constate ses produits selon les conventions suivantes :

Produits d'électricité et de vapeur

La Société constate ses produits tirés de la vente d'énergie au moment où l'énergie produite est reçue par le client.

Revenus de gestion

Les revenus de gestion du Fonds et les autres revenus sont constatés lorsque le service est rendu.

Certificats d'énergie renouvelable (« RECs » pour Renewable Energy Certificates)

Les revenus relatifs aux RECs sont constatés lorsqu'ils sont gagnés, c'est-à-dire lorsque la Société a satisfait aux exigences réglementaires trimestrielles et que la valeur des RECs peut être établie à partir d'un nombre suffisant d'engagements fermes à prix déterminés conclus auprès de contreparties non apparentées.

Juste valeur marchande des instruments financiers

La Société a évalué la juste valeur marchande de ses instruments financiers en se basant sur les taux d'intérêt actuels, la valeur au marché et le prix actuel d'un instrument financier ayant des conditions comparables. À moins d'indication contraire, la valeur comptable de ces instruments financiers se rapproche de leur juste valeur marchande.

Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés dans la gestion de ses risques de marché concernant le prix de vente de l'électricité ainsi que pour la gestion de ses risques de taux d'intérêt. La politique de la Société est de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation ou de spéculation. La Société documente les relations entre les instruments de couverture et les éléments couverts, ainsi que son objectif et sa stratégie de gestion des risques sur lesquels reposent ses diverses opérations de couverture. Ce processus consiste notamment à rattacher les dérivés à des actifs et des passifs spécifiques figurant au bilan, ou à des engagements fermes ou des opérations prévues spécifiques. La Société détermine aussi si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture permettent de compenser de façon efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. En effet, durant toute la durée de la relation de couverture, la Société s'assure que les relations de couverture demeurent hautement efficaces et conformes à sa stratégie de gestion des risques.

Si, avant l'échéance, un instrument de couverture prend fin ou cesse d'être efficace et qu'il n'est pas remplacé conformément à la stratégie de gestion des risques, les gains ou les pertes cessent d'être reportés à compter de cette date et seront constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle l'opération couverte sous-jacente sera constatée. Dans le cas où l'élément couvert cesserait d'exister avant l'instrument de couverture, les gains ou les pertes reportés ainsi que les variations subséquentes de la valeur de l'instrument seraient portés à l'état des résultats. La juste valeur estimative est déterminée au moyen de modèles d'établissement des prix qui prennent en compte les prix du marché courant et les prix contractuels des instruments sous-jacents, la valeur temporelle de l'argent et les courbes de rendement.

Instruments financiers dérivés désignés en relation de couverture

En vertu de la comptabilité de couverture, les gains, les pertes, les revenus et les frais découlant de l'élément de couverture doivent être constatés à la même période où sont constatés ceux relatifs à l'élément couvert.

Les compensations reçues ou versées sur les instruments financiers dérivés de couverture sont enregistrées dans les *Produits de la vente d'énergie* en ce qui concerne les swaps financiers d'électricité et sous le poste *Frais de financement* pour les swaps de taux d'intérêts.

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

Instruments financiers dérivés non désignés en relation de couverture

Les instruments financiers dérivés non désignés en relation de couverture sont comptabilisés à leur juste valeur estimative sous le poste *Juste valeur des instruments financiers dérivés* à l'actif ou au passif de la Société selon la situation favorable ou défavorable de la juste valeur. Les variations subséquentes de juste valeur sont présentées à l'état des résultats.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie est composée des espèces en caisse et des soldes bancaires. Les équivalents de trésorerie sont composés d'acceptations bancaires et de papiers commerciaux facilement convertibles en un montant connu d'espèces, et dont l'échéance initiale est égale ou inférieure à trois mois. Ces investissements sont comptabilisés au coût plus les intérêts courus et leur valeur comptable se rapproche de leur juste valeur marchande.

Stocks

Les stocks se composent de résidus de bois et sont évalués au moindre du coût et du coût de remplacement. Le coût est déterminé selon la méthode du coût moyen.

Placement

Le placement représente la participation de la Société dans le Fonds et est comptabilisé à la valeur de consolidation, déduction faite du gain non constaté qui est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une durée de 20 ans.

Immobilisations corporelles et amortissement

Les immobilisations corporelles, constituées principalement de centrales de production d'énergie, sont inscrites au coût, y compris les intérêts engagés durant la période de construction de nouvelles centrales ou de sites éoliens. Elles sont amorties à compter de la date de leur mise en service selon les méthodes suivantes :

Centrales thermiques alimentées en résidus de bois

L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement fonctionnel, basé sur la production d'électricité. Selon cette méthode, le montant d'amortissement imputé aux résultats est établi en fonction de la production réalisée durant la période par rapport à la production prévue.

Centrale bénéficiant d'un contrat de vente à long terme indexé

L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés de 3 % sur une durée n'excédant pas 40 ans.

Sites éoliens et autres centrales de production d'énergie

L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 18 à 40 ans.

Les pièces de rechange sont évaluées au moindre du coût et de la valeur marchande et ne sont pas amorties.

Dépréciation d'actifs à long terme

Les actifs à long terme sont soumis à un test de recouvrabilité lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Cette recouvrabilité est mesurée en comparant la valeur comptable des actifs à la valeur estimative des flux de trésorerie futurs directement rattachés à l'utilisation des actifs. Les actifs dépréciés sont inscrits à leur juste valeur, qui est déterminée principalement en utilisant les estimations des flux de trésorerie futurs actualisés directement rattachés à l'utilisation et à la sortie éventuelle des actifs.

Contrats de vente d'électricité

Les coûts attribuables à l'acquisition de contrats de vente d'électricité sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats variant de 12 à 22 ans.

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

Autres actifs

Investissements nets dans des contrats de location-financement

La Société a conclu des transactions de location-financement afin de stabiliser son approvisionnement en résidus de bois. Les montants à recevoir en vertu de ces contrats sont présentés sous la rubrique *Autres actifs*. Les remboursements sont effectués selon un tarif unitaire appliqué à la quantité de matières premières livrées aux centrales par les preneurs de ces contrats. En plus des remboursements de capital, la Société reçoit des intérêts sur les sommes à recevoir et ceux-ci sont inclus en réduction des *Frais de financement* à l'état des résultats, à titre d'intérêts créditeurs.

Frais de financement reportés

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des dettes correspondantes.

Frais du programme de monétisation

Les frais de mise en place du programme de monétisation sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du programme, soit environ trois ans.

Fonds de réserve

Les fonds de réserve représentent les fonds détenus en fidéicommiss afin de satisfaire aux exigences de certaines conventions d'emprunt à long terme. Les certificats de dépôt constituant le fonds de réserve sont évalués au moindre du coût et de la valeur marchande.

Projets en voie de mise en valeur

Les frais des projets en voie de mise en valeur incluent les frais de conception et d'acquisition de nouveaux projets et sont reportés jusqu'au début des travaux de construction de la nouvelle centrale, date à laquelle ils sont transférés dans le coût de la centrale ou dans les actifs incorporels selon le cas. La Société reporte les frais pour les projets qu'elle estime plus probable qu'improbable de se réaliser. Si cette probabilité diminue par la suite, les frais reportés jusqu'à cette date sont passés en charge.

Quota de CO₂

Le quota est enregistré lors de l'attribution selon la valeur marchande à cette date. La Société constate alors un actif et un passif du même montant. L'actif représente le quota attribué, tandis que le passif représente le coût estimé de sa consommation. La valeur marchande de l'actif et du passif n'est pas réévaluée par la suite. Par contre, si l'estimation de la consommation dépassait le quota, la Société enregistrerait un passif additionnel selon la valeur marchande à cette date, ce qui affecterait les résultats en contrepartie. En revanche, si l'estimé de consommation est sous le quota, la Société serait en mesure de vendre son excédent. Dans ce cas, la Société doit attendre qu'une vente se réalise avant de réduire son actif et son passif. Finalement, si postérieurement à une vente la Société déterminait que sa consommation a augmenté et que son quota résiduel est insuffisant, elle constaterait un passif additionnel selon la valeur marchande à cette date.

Impôts sur le bénéfice

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur le bénéfice. Selon cette méthode, les impôts futurs sont calculés sur la différence entre les valeurs fiscales et comptables des différents actifs et passifs. Le taux d'imposition en vigueur lorsque ces différences se résorberont est utilisé pour calculer l'impôt futur à la date du bilan. Les actifs d'impôt qui proviennent des pertes reportées et des écarts temporaires sont constatés lorsqu'il est plus probable qu'improbable que l'actif sera réalisé.

Conversion des devises

Opérations conclues en devises

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

Établissements étrangers

Les établissements étrangers de la Société sont définis comme étant autonomes. L'actif et le passif de ces établissements étrangers sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges sont convertis au taux de change moyen de l'exercice. Les gains ou les pertes de conversion sont reportés et présentés au poste *Écarts de conversion cumulés*.

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

Produits reportés

Les produits reportés correspondent au montant non amorti du paiement reçu par la Société lors de la mise en place de son programme de monétisation des crédits d'impôts américains pour énergie renouvelable. Ce montant sera constaté aux résultats au fur et à mesure que les crédits seront gagnés par les centrales qui font l'objet de ce programme. La note 9 des présents états financiers consolidés fournit plus de détails sur le programme.

Rémunération et autres paiements à base d'actions

La Société applique la méthode de la juste valeur pour comptabiliser les attributions d'options d'achat d'actions aux membres de la direction et aux employés cadres. Cette méthode consiste à enregistrer une dépense aux résultats en fonction des conditions de levée des options octroyées. La juste valeur est calculée au moyen du modèle d'évaluation du prix des options Black & Scholes. Ce modèle a été conçu afin d'estimer la juste valeur des options négociées qui ne comportent aucune restriction en matière d'acquisition de droits et qui sont entièrement transférables. Certaines options en circulation comportent des restrictions, mais la Société est d'avis que le modèle Black & Scholes fournit une estimation adéquate de la juste valeur dans ces cas. Toute contrepartie payée par les employés à la levée des options est créditée au poste *Capital-actions*.

La charge liée aux options d'achats d'actions est comptabilisée à titre de charges d'*Administration* et la valeur cumulative des options non exercées en circulation est présentée au poste *Capital-actions*.

Montants par action

Les montants par action sont déterminés selon le nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation au cours de l'exercice. Les montants dilués par action ordinaire sont calculés selon la méthode du rachat d'actions pour déterminer l'effet dilutif des options d'achat d'actions. Selon cette méthode, les instruments qui ont un effet dilutif, soit lorsque le cours moyen de l'action pour la période est supérieur au prix d'exercice ou de levée, sont considérés avoir été exercés ou levés au début de la période et le produit obtenu est considéré avoir été utilisé pour racheter des actions ordinaires de la Société au cours moyen de l'action de la période.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est constituée à sa juste valeur dans la période au cours de laquelle une obligation juridique est créée. Une obligation conditionnelle liée à la mise hors service d'immobilisations est constatée à sa juste valeur lorsqu'elle peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Les coûts qui en découlent sont capitalisés, augmentent la valeur de l'immobilisation en cause et sont amortis sur la durée de vie utile restante. L'obligation est actualisée en utilisant un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit.

La Société a identifié de telles obligations pour ses centrales à base de résidus de bois, ses sites éoliens et ses centrales hydroélectriques. Cependant aucun passif n'a été constitué parce qu'elle prévoit utiliser ces actifs durant une période indéterminée. Il s'agit d'immobilisations corporelles sur lesquelles on ne dispose pas d'une information suffisante pour fixer de façon réaliste le calendrier d'échéance des obligations. Un passif sera comptabilisé dans la période au cours de laquelle la Société obtiendra une information suffisante pour établir ce calendrier.

Crédits d'impôts pour énergie renouvelable

Au deuxième trimestre de 2005, Boralex a adopté prospectivement les recommandations du chapitre 3805 intitulé «Crédits d'impôts à l'investissement» du manuel de l'Institut canadien des comptables agréés («ICCA»). Cette nouvelle convention comptable est adoptée dans le contexte d'un nouveau programme de crédit d'impôt américain sous le *American Jobs Creation Act* et selon lequel un crédit d'impôt peut être accordé aux entreprises si le procédé utilisé dans la production d'électricité rencontre les critères d'admissibilité. Les centrales alimentées en résidus de bois de Boralex rencontrent ces critères, ce qui leur permet de profiter de cet avantage fiscal qui est calculé sur la base de la quantité d'électricité produite à partir de cette source.

Selon les recommandations de ce chapitre, les crédits d'impôts pour énergie renouvelable qui sont attribués sur la base des dépenses d'exploitation engagées doivent être comptabilisés en réduction des coûts d'exploitation à la période où ils sont gagnés, dans la mesure où il est plus probable qu'improbable qu'ils seront recouvrables sur leur durée de vie.

Nouvelles normes à adopter au cours des prochains exercices

Instrument financiers, couvertures, capitaux propres et résultat étendu

En janvier 2005, l'ICCA a publié quatre nouveaux chapitres, chapitre 1530, «Résultat étendu», chapitre 3251, «Capitaux propres», chapitre 3855, «Instrument financiers—comptabilisation et évaluation» et chapitre 3865, «Couvertures». Dans l'ensemble, ces nouvelles

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

normes traitent de la constatation et de la mesure des instruments financiers, de la comptabilité de couverture et du résultat étendu et ont été élaborées en harmonie avec les principes comptables généralement reconnus déjà en vigueur aux États-Unis. Ces nouvelles normes doivent être adoptées par la Société pour l'exercice débutant le 1^{er} janvier 2007. La Société est présentement à évaluer l'incidence de ces nouvelles normes sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation.

Chiffres comparatifs

Certains reclassements ont été apportés aux états financiers consolidés de l'exercice précédent afin de se conformer à la présentation adoptée en 2006.

Note 3.

Acquisitions d'entreprises

La Société a comptabilisé les transactions suivantes selon la méthode d'acquisition :

2006

Le 29 juin 2006, la Société a racheté la participation minoritaire de 5 % dans le projet du Massif Central pour une contrepartie en espèces de 997 000 \$ (700 000 €). Ce montant a été ajouté à la valeur des contrats d'électricité acquis initialement.

Le 31 juillet 2006, la Société a racheté la participation minoritaire de 35 % dans le projet d'Avignonet-Lauragais pour une contrepartie en espèces de 2 165 000 \$ (1 500 000 €). Ce montant a été ajouté à la valeur des contrats d'électricité acquis initialement.

Le 5 décembre 2006, la Société a acquis les actifs d'une centrale aux résidus de bois de 18 MW située à Stacyville dans l'état du Maine. Le prix d'acquisition de 3 587 000 \$ (3 142 000 \$ US) a été réglé en espèces. Compte tenu de la nature stratégique de cette acquisition, la répartition du prix d'acquisition est sujette à être modifiée.

2005

Le 5 avril 2005, la Société s'est portée acquéreur de six sociétés françaises détenant les droits d'exploitation, les contrats d'électricité ainsi que certains travaux de construction en cours, afin de développer de nouveaux sites éoliens. Ces sites, dont la production commerciale a eu lieu en décembre 2005, sont situés dans la région du Massif Central en France et possèdent une puissance totale de 57 MW. La contrepartie a été versée en espèces pour un montant de 13 667 000 \$ (8 722 000 €). L'investissement total dans ce projet a été d'environ 113 633 000 \$ (77 334 000 €) et la Société possédait 95 % des parts des sociétés. La totalité de l'énergie produite est vendue à Électricité de France (« EDF ») en vertu d'un contrat à long terme d'une durée de 15 ans.

Le 28 juin 2005, la Société a acquis une société française détenant les droits d'exploitation, les contrats d'électricité ainsi que certains travaux de construction en cours, afin de développer un nouveau site éolien. Ce site, qui a été mis en service en décembre 2005, est situé à Plouguin en France et possède une puissance totale de 8 MW. La contrepartie a été versée en espèces pour un montant de 2 716 000 \$ (1 827 000 €). L'investissement total pour ce projet a été d'environ 14 400 000 \$ (9 900 000 €). La totalité de l'énergie produite est vendue à EDF en vertu d'un contrat à long terme d'une durée de 15 ans.

Le 14 décembre 2005, la Société a acquis une société française (La Citadelle S.A.S.) détenant les droits d'exploitation et les contrats d'électricité, afin de développer un nouveau site éolien. Ce site est situé à St-Agrève en France et possèdera une puissance totale de 12 MW lors du début de la production commerciale initialement prévue au 4^e trimestre de 2006. La mise en service de ce site a été reportée à l'été 2007 en raison de délais de livraison additionnels. La contrepartie a été versée en espèces pour un montant de 2 259 000 \$ (1 627 000 €). La totalité de l'énergie produite sera vendue à EDF en vertu d'un contrat à long terme d'une durée de 15 ans.

2006

	RÉSIDUS DE BOIS STACYVILLE	MINORITAIRES MASSIF CENTRAL	MINORITAIRES AVIGNONET- LAURAGAIS	TOTAL
Fonds de roulement	266	-	-	266
Immobilisations corporelles	3 056	-	-	3 056
Contrats de vente d'électricité	265	997	2 165	3 427
Actif net acquis	3 587	997	2 165	6 749

Note 3. Acquisitions d'entreprises (suite)

2005

	SITE ÉOLIEN MASSIF CENTRAL	SITE ÉOLIEN PLOUGUIN	SITE ÉOLIEN ST-AGRÈVE	TOTAL
Fonds de roulement	756	317	454	1 527
Immobilisations corporelles	2 937	230	-	3 167
Contrats de vente d'électricité	10 236	2 193	1 805	14 234
Actif net acquis	13 929	2 740	2 259	18 928
Trésorerie et équivalents de trésorerie inclus dans le fonds de roulement	262	24	-	286
Contrepartie nette	13 667	2 716	2 259	18 642

Note 4. Placement

Le Fonds est une fiducie de revenu dans laquelle la Société détient une participation de 23 % aux 31 décembre 2006 et 2005.

a) Le placement dans le Fonds comprend ce qui suit :

	2006	2005
Parts de fiducie, au coût	137 680	137 680
Part des résultats	33 782	25 868
Gain sur dilution	545	545
Part des distributions	(59 664)	(47 272)
Part des écarts de conversion cumulés	(4 762)	(4 687)
	107 581	112 134
Gain non constaté, montant net	(32 028)	(34 137)
	75 553	77 997

La part des résultats du Fonds enregistrée aux résultats inclut l'amortissement de 2 109 000 \$ (2 109 000 \$ en 2005) du gain non constaté. Au cours de l'exercice, la Société a encaissé un montant de 12 392 000 \$ (12 391 000 \$ en 2005) relativement à sa part des distributions du Fonds.

b) Relativement au Fonds :

- i) la Société s'est engagée à fournir les services de supervision, d'exploitation, d'entretien, de sécurité, de gestion et d'administration pour huit centrales, selon une convention de gestion se terminant le 19 février 2022 et renouvelable automatiquement à l'échéance, sujet au respect des obligations du gestionnaire pour des périodes consécutives de cinq ans. Les services inclus couvrent les salaires et les avantages sociaux des employés affectés à ces centrales ainsi que l'utilisation du centre de contrôle de la Société. La compensation pour ces services est ajustée annuellement selon l'indice des prix à la consommation des 12 mois précédents. Pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2006, les revenus relatifs à cette convention ont été de 5 165 000 \$ (5 064 000 \$ en 2005) ;
- ii) la Société s'est engagée à fournir la gestion complète pour deux centrales hydroélectriques situées dans l'État de New York (les « centrales d'Adirondack ») et détenues par le Fonds selon des modalités similaires aux conditions décrites en i). Plus précisément, les sommes payables en vertu de cette convention sont limitées aux frais d'exploitation et la rémunération mensuelle à la Société couvre les salaires et avantages sociaux des employés affectés à l'exploitation, à la supervision, à l'entretien, à la sécurité, à la gestion et à l'administration des centrales d'Adirondack ainsi qu'aux frais généraux de celles-ci. Les revenus liés à cette convention ont été de 292 000 \$ pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2006 (293 000 \$ en 2005). Cette convention prend fin en 2023 et est renouvelable pour des durées additionnelles de cinq ans au gré du gestionnaire.

c) Les revenus de gestion du Fonds ont été générés dans le cours normal des affaires et sont liés aux engagements décrits en b) ci-dessus. De plus, au 31 décembre 2006, les comptes débiteurs incluaient un montant à recevoir du Fonds de 1 872 000 \$ (1 670 000 \$ en 2005), dont 1 033 000 \$ à titre de distribution à recevoir (1 033 000 \$ en 2005). En 2006, comme en 2005, aucun montant n'était à payer au Fonds.

Note 4. Placement (suite)

d) Le tableau suivant présente certains renseignements financiers provenant des états financiers consolidés du Fonds aux 31 décembre 2006 et 2005 et des exercices terminés à ces dates :

	2006	2005
Bilans consolidés		
Fonds de roulement, net	23 123	18 261
Actifs incorporels et écarts d'acquisition	128 147	136 499
Immobilisations corporelles et autres actifs à long terme	411 377	426 591
Passifs à long terme	(125 616)	(124 916)
Actif net total	437 031	456 435

	2006	2005
Résultats consolidés		
Produits	115 226	107 860
Bénéfice d'exploitation avant amortissement	70 875	61 781
Bénéfice net	33 966	24 322
Flux de trésorerie consolidés		
Activités d'exploitation	55 970	53 400
Activités d'investissement	(3 128)	(9 836)
Activités de financement	(53 000)	(49 094)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la proportion des produits du Fonds réalisés au Canada et aux États-Unis est de 66 % et 34 % respectivement (68 % et 32 % en 2005). Au 31 décembre 2006 et 2005, les immobilisations corporelles se situaient à 68 % au Canada et à 32 % aux États-Unis.

Note 5. Immobilisations corporelles

	2006		
	COÛT	AMORTISSEMENT CUMULÉ	MONTANT NET
Centrales de production d'énergie	322 553	52 170	270 383
Site éoliens en construction	9 474	-	9 474
Pièces de rechange	2 632	-	2 632
	334 659	52 170	282 489

	2005		
	COÛT	AMORTISSEMENT CUMULÉ	MONTANT NET
Centrales de production d'énergie	293 270	32 371	260 899
Pièces de rechange	1 561	-	1 561
	294 831	32 371	262 460

L'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 18 964 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (10 708 000 \$ en 2005), incluant un montant de 1 543 000 \$ relativement aux contrats de location-acquisition (1 634 000 \$ en 2005). Ces montants sont comptabilisés au poste *Amortissement*. Le coût et l'amortissement accumulé des biens détenus en vertu de contrats de location-acquisition s'élèvent respectivement à 33 232 000 \$ et 6 987 000 \$ au 31 décembre 2006 (29 834 000 \$ et 4 777 000 \$ au 31 décembre 2005).

En 2006, des intérêts d'un montant de 420 000 \$ ont été capitalisés au coût des immobilisations qui ont été construites (2 788 000 \$ en 2005).

Note 6. Contrats de vente d'électricité

	2006	2005
Coût	22 935	17 278
Amortissement cumulé	2 304	464
	20 631	16 814

L'amortissement des contrats de vente d'électricité s'élève à 1 698 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (173 000 \$ en 2005) et est comptabilisé au poste *Amortissement*.

Note 7. Autres actifs

	NOTE	2006	2005
Crédits d'impôt pour énergie renouvelable	A	20 231	10 625
Frais de financement reportés		3 011	2 060
Frais du programme de monétisation	A	5 673	-
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommis	B	8 280	1 636
Investissements nets dans des contrats de location-financement		5 420	4 114
Frais reportés		355	671
Quota de CO ₂		71	717
Placements		79	85
Projets en voie de mise en valeur		1 360	549
		44 480	20 457

L'amortissement des frais reportés est de 65 000 \$ en 2006 (156 000 \$ en 2005) et l'amortissement des frais du programme de monétisation a été de 153 000 \$ en 2006. Ces montants sont comptabilisés sous le poste *Amortissement*. Finalement, l'amortissement des frais de financement reportés est de 475 000 \$ en 2006 (477 000 \$ en 2005). Les autres éléments ne sont pas sujets à l'amortissement.

Au cours de l'exercice 2006 :

- A) Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable représentent les crédits d'impôts gagnés par la Société avant la mise en place du programme de monétisation ainsi que ceux attribuables aux centrales acquises subséquentement. Les crédits d'impôts gagnés seront utilisés à l'encontre des sommes d'impôt à payer dans le futur par la Société. Les prévisions financières démontrent que le montant comptabilisé pourra être réalisé au cours des 5 à 10 prochaines années. La note 9 des présents états financiers fournit de plus amples informations sur cette transaction.
- B) En vertu des ententes de financement des projets éoliens du Massif Central et de Plouguin, la Société a constitué en 2006 des réserves de liquidités afin de pourvoir au service de la dette. Dans les deux cas, le compte de réserve doit à tout moment contenir suffisamment de liquidités pour couvrir le service de la dette de la prochaine échéance, soit une période de 6 mois.

Note 8.

Dettes à long terme

La dette à long terme comprend ce qui suit :

	NOTE	TAUX ⁽¹⁾	2006	2005
Crédit rotatif à taux variable	A	6,71%	49 493	40 797
Crédit de projet à taux variable de 15 873 000 € au 31 décembre 2006 (15 725 000 € en 2005) échéant le 30 juin 2007	B	3,38%	24 408	21 775
Crédits de projets prioritaires, solde de 83 938 000 € au 31 décembre 2006 (79 578 000 € en 2005), remboursables en versements semestriels et échéant entre 2017 et 2020	C	4,99%	129 071	109 857
Crédit de projet junior, solde de 3 734 000 € au 31 décembre 2006 (2 300 000 € en 2005), remboursable en versements semestriels et échéant en 2015	C	6,45%	5 742	3 175
Crédits-baux de projets, solde de 12 096 000 € au 31 décembre 2006 (13 585 000 € en 2005), remboursables en versements trimestriels et échéant de 2012 à 2015	D	5,56%	18 600	18 755
Prêt à terme à taux variable, solde de 4 296 000 \$ US au 31 décembre 2006 (5 096 000 \$ US en 2005), remboursable en versements trimestriels et échéant le 1 ^{er} mai 2007		6,80%	5 006	5 942
Autres dettes			2 008	2 333
			234 328	202 634
Partie à court terme			41 835	37 802
			192 493	164 832

(1) Taux moyens pondérés de l'année 2006, ajustés pour tenir compte de l'effet des swaps de taux d'intérêts.

- A) Ce financement, dont le montant autorisé est de 85 000 000 \$, est garanti par le placement de Boralex dans le Fonds selon la formule suivante : les sommes avancées ne doivent pas dépasser 60 % de la valeur marchande du placement. Dans l'éventualité où la valeur marchande du placement passait sous cette limite, les créanciers seraient en mesure d'exiger le remboursement d'une portion des sommes avancées afin de rétablir le ratio de couverture. Au 31 décembre 2006, le montant utilisé était de 49 493 000 \$ et des lettres de crédit d'un montant total de 26 577 000 \$ (incluant la lettre de crédit discutée en B) étaient émises contre ce crédit d'exploitation. Finalement, la valeur marchande d'une unité était à 9,38 \$ et le seuil de remboursement à 9,23 \$ (incluant toutes les lettres de crédit en circulation émises sur le crédit d'exploitation).
- B) Une lettre de crédit d'un montant de 25 269 000 \$ en 2006 (22 382 000 \$ en 2005), tirée à même le crédit rotatif de Boralex, a été émise en garantie du crédit de projet. L'objectif de la Société est de refinancer ce crédit de projet à long terme, mais en raison de son échéance actuelle, ce crédit a été inscrit dans le passif à court terme.
- C) La Société finance une partie importante du développement et de la construction de ses sites éoliens par le biais de crédits prioritaires et juniors. À cet effet, Boralex a conclu, le 22 juillet 2005, un important financement cadre de 190 000 000 €, dont 150 000 000 € de crédits prioritaires, 10 000 000 € de crédits juniors et 30 000 000 € de crédits TVA qui permettent de financer à court terme certaines sommes pouvant être récupérées auprès du Trésor Public. Sous réserve de certains critères à remplir, les sommes seront disponibles pour l'établissement de nouveaux projets éoliens. Chaque projet fera l'objet d'un financement distinct qui sera défini sous un contrat de conditions particulières. Le taux d'intérêt est variable, basé sur l'Euribor et ajusté d'une marge. Le crédit sera disponible jusqu'au 31 décembre 2008.

Note 8. Dette à long terme (suite)

Au 31 décembre 2006, la disponibilité de la convention cadre s'établit comme suit :

(en milliers d'euros)	LIMITES DE CRÉDIT	MONTANTS AUTORISÉS OU TIRÉS		DISPONIBILITÉ
		PLOUGUIN	ST-AGRÈVE	
Crédits prioritaires	150 000	9 684	14 473	125 843
Crédits juniors	10 000	-	914	9 086
Crédits TVA	30 000	2 100	2 600	25 300
	190 000	11 784	17 987	160 229

Puisque la construction du site de St-Agrève n'est pas complétée au 31 décembre 2006, les tirages n'ont pas tous été effectués sur ce crédit.

Préalablement à ce financement cadre, la Société avait obtenu au cours de l'exercice 2005 un crédit de projet prioritaire de 67 384 000 € et un crédit de projet junior de 4 041 000 € pour ses projets du Massif Central. La Société avait aussi obtenu au cours d'exercices antérieurs des financements distincts pour divers projets dont aucun solde n'est disponible et inutilisé au 31 décembre 2006.

Les actifs des projets auxquels sont rattachés les crédits de projets prioritaires et juniors sont portés en garantie de ces crédits, cependant les crédits juniors sont subordonnés aux crédits prioritaires.

d) Les crédits-baux de projets sont constitués de contrats de location-acquisition portant sur des actifs situés en France.

La valeur comptable nette des immobilisations rattachées à ces crédits-baux est de 26 245 000 \$ au 31 décembre 2006 (25 057 000 \$ en 2005).

Swaps de taux d'intérêts

À l'exception du financement de la ferme éolienne de Nibas, tous les crédits de projets prioritaires et juniors ainsi qu'une portion de certains crédits-baux portent un taux d'intérêt variable. Afin de mitiger son risque de taux d'intérêt, la Société a conclu des swaps de taux d'intérêts afin d'obtenir une charge fixe d'intérêt sur des portions variant de 57 % à 100 % de la dette correspondante à taux variable. Ces ententes exigent l'échange périodique de paiements d'intérêts sans échange du nominal sur lequel les paiements sont calculés. En vertu de ces ententes, la Société reçoit un montant variable basé sur l'EURIBOR et verse des montants fixes basés sur des taux se situant entre 3,30 % et 3,85 %. Puisque les crédits sont tirés de façon progressive et que les prêts sont remboursés périodiquement suite à la mise en service des sites, les swaps ont été structurés pour reproduire les modalités des crédits sous-jacents et afin de toujours en couvrir une partie importante. Grâce à l'utilisation de ces instruments, la Société a réduit sa proportion de dette à taux variable de 88 % à 35 %.

Ratios financiers et garanties

Les conventions d'emprunt comprennent certaines restrictions dans l'utilisation des liquidités des filiales de la Société. Certains ratios financiers tels des ratios de couverture du service de la dette doivent également être rencontrés sur une base trimestrielle, semestrielle ou annuelle.

Les crédits de projet prioritaires, juniors et certaines autres dettes ou swap d'intérêt comportent des exigences d'établissement et de maintien de comptes de réserve pour le service de la dette à court terme, l'entretien des équipements et les impôts sur le bénéfice à différents moments sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2006, 8 280 000 \$ (1 636 000 \$ en 2005) était maintenu dans des comptes de réserve. Ces montants sont présentés sous le poste *Autres actifs* au bilan consolidé de la Société.

En plus des immobilisations rattachées à des contrats de location-acquisition, les immobilisations corporelles d'une centrale américaine, d'une centrale canadienne et de centrales françaises ayant une valeur comptable nette totalisant 172 396 000 \$ au 31 décembre 2006 (161 288 000 \$ en 2005) ainsi que les éléments du fonds de roulement afférents ont été donnés en garantie.

Note 8. Dette à long terme (suite)

Paiements minimums futurs

Le montant global estimatif du remboursement de la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices est respectivement de :

2007	41 835
2008	12 258
2009	12 721
2010	63 097
2011	11 240

Note 9.

Programme de monétisation des crédits d'impôt pour énergie renouvelable

La Société a conclu une transaction qui lui permet d'encaisser plus rapidement la valeur des crédits d'impôts pour énergie renouvelable qu'elle gagnera aux États-Unis grâce à certaines centrales aux résidus de bois. Pour qu'un investisseur puisse profiter de ces crédits, il doit être le propriétaire légal des centrales. Par conséquent, la transaction comprenait un transfert de propriété des centrales.

Toutefois, la Société continue de consolider ces centrales en vertu de la NOC-15 qui établit les règles de consolidation des entités à détenteurs de droits variables. Bien que la Société ne détienne plus la majorité des droits de vote pour ces activités, elle demeure tout de même le principal bénéficiaire puisqu'elle recevra la totalité des flux monétaires générés par ces centrales et qu'elle est tenue d'assumer les pertes d'exploitation, s'il y a lieu. De plus, la Société continue d'exploiter ces centrales par le biais d'une entente de service qui lui permet de définir les paramètres stratégiques et d'exploitation.

Le 1^{er} décembre 2006, la Société a encaissé 16 719 000 \$ (14 500 000 \$ US), soit environ 50 % de la valeur des crédits d'impôts qui seront générés à compter de cette date jusqu'à la fin prévue du programme soit le 31 décembre 2009. Le solde du montant des crédits sera reçu au fur et à mesure que les crédits seront produits. Si la Société n'est pas en mesure de produire suffisamment pour absorber la valeur du montant payé initialement par l'investisseur, certaines clauses contractuelles l'engagent à rembourser cette portion. La Société estime que la production future sera suffisante pour couvrir tous ses engagements.

Au terme du programme, les ententes prévoient que la participation de la Société dans les profits de ces centrales sera automatiquement ajustée à un minimum de 80 % et qu'elle aura alors l'option de les racheter pour une somme qui, selon les estimations actuelles, sera d'environ 5 000 000 \$ US.

En raison de la mise en place de ce programme, la nature des montants qui sont comptabilisés à compter du 1^{er} décembre 2006 a été modifiée. Bien qu'il s'agisse de paiements équivalents à une proportion de la valeur d'un crédit d'impôt pour énergie renouvelable, les montants comptabilisés ne pourront plus être portés à l'encontre des impôts exigibles de la Société. La Société a choisi de ne pas modifier la présentation des éléments et de continuer à les indiquer séparément étant donné leur importance relative.

Note 10.

Instruments financiers*Risque de crédit*

La Société possède un nombre restreint de clients. Par contre, leur cote de crédit est en général très élevée. En effet, le marché de l'électricité au Québec et en France se limite à des monopoles. Dans le cas de la production de vapeur en France, cette énergie est consommée dans le processus de fabrication du papier, en conséquence le client de Boralex fait partie du secteur privé, ce qui représente un risque plus élevé. Le marché américain est plus déréglementé. Une part importante des transactions sont faites par l'entremise de regroupements régionaux de producteurs, soit le NEPOOL pour la région de la Nouvelle-Angleterre et le NYISO pour l'État de New York, qui ont un crédit très élevé. Sur ce marché, il est aussi possible de conclure des ententes directement avec des distributeurs d'électricité qui sont normalement de grandes sociétés dont les cotes de crédit sont généralement de niveau « Investment grade ». La Société évalue régulièrement l'évolution de la situation financière de ces clients.

En ce qui concerne les contreparties aux instruments financiers dérivés, elles sont majoritairement de grandes sociétés. Avant de conclure une transaction sur instruments dérivés, la Société analyse la cote de crédit de la contrepartie et évalue le risque global selon le poids de cette contrepartie dans son portefeuille. Lorsque ces analyses s'avèrent défavorables parce qu'un changement significatif de la cote de crédit s'est produit ou que le poids d'un partenaire est devenu trop important, la transaction n'a pas lieu. D'autre part, si une société ne possède pas une cote de crédit publique, elle évalue le risque et peut demander des garanties financières.

Note 10. Instruments financiers (suite)

Finalement, la Société est exposée à un risque de crédit en ce qui concerne ses contrats de location-financement. Afin de réduire ce risque, la Société évalue de façon régulière la performance des fournisseurs afin de déterminer si des mesures doivent être prises. La Société effectue aussi, de temps à autres, des visites aux sites de production des copeaux afin de vérifier l'état de l'équipement. Si le crédit d'un fournisseur devenait douteux et qu'un plan d'action acceptable ne peut être mis en place, la Société aurait accès aux actifs sous-jacents qui pourraient être transférés à un autre fournisseur dont le crédit est meilleur. Dans cette éventualité, la Société réévaluerait ces actifs selon le moindre de la valeur comptable et de la juste valeur marchande.

Risque de taux d'intérêt

La Société possède plusieurs dettes à long terme qui portent intérêt à taux variables. En date du 31 décembre 2006, environ 88 % de la dette à long terme émise porte intérêt à taux variable. Si les taux augmentaient de façon importante dans les années futures, cela pourrait affecter les liquidités disponibles pour le développement des projets de la Société. Tel que discuté à la note 8, l'utilisation de swaps de taux d'intérêt permet à la Société de réduire son risque de fluctuation des taux d'intérêt en réduisant son exposition à 35 % de la dette totale. Au 31 décembre 2006, le solde notionnel de ces swaps est de 135 741 000 \$ (88 275 000 €) et leur juste valeur favorable s'établit à 2 427 000 \$ (1 579 000 €). Certains swaps étaient en situation de surcompensation de l'élément couvert, cependant l'effet en était négligeable.

La Société n'a pas l'intention de transiger ces instruments, car elle les a conclus dans l'objectif de réduire son risque lié à la variation des taux d'intérêts. Ainsi, le fait que la juste valeur soit favorable n'est qu'une indication que les taux d'intérêts à terme ont subi une hausse et ne remet pas en question l'efficacité de l'instrument dans la stratégie de gestion du risque.

Risque de taux de change

La Société est exposée au risque de taux de change sur certaines opérations conclues en devises étrangères. En particulier, une part de ses matières premières consommées dans ses centrales américaines alimentées en résidus de bois est libellée en dollars canadiens. Outre cet élément, la majorité des activités d'exploitation, d'investissement et de financement sont conclues dans la devise du pays où sont situées les centrales.

Risque de marché

Les centrales françaises, canadiennes, ainsi que celles de Middle Falls, Ashland et Fort Fairfield possèdent des contrats à long terme de vente d'électricité. Les autres centrales américaines de la Société vendent leur électricité selon les prix du marché sur lequel elles évoluent. Les prix de marché fluctuent en fonction de plusieurs facteurs dont les conditions météorologiques, le prix des autres sources d'énergie et le prix des matières premières nécessaires à la production d'électricité. Afin de réduire les effets de ces fluctuations de prix, la Société a mis en oeuvre une stratégie de couverture des prix de l'électricité afin d'en fixer une partie. Pour ce faire, la Société utilise diverses ententes dont la plupart sont liées à la livraison physique de l'électricité (voir note 18 a et d).

Selon certaines conditions, il peut être avantageux pour des questions de prix, d'effectuer des swaps financiers afin d'échanger le prix variable des marchés contre un prix fixe négocié avec une contrepartie. Au 31 décembre 2006, la Société avait conclu quatre swaps financiers d'électricité pour des livraisons totales de 227 064 MWh s'étendant sur des périodes entre 7 et 27 mois. Tous les swaps financiers d'électricité au 31 décembre 2006 ont été désignés à titre de couverture des flux monétaires variables reliés aux livraisons futures d'électricité et leur juste valeur favorable s'élevait à 2 844 000 \$. Ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

Juste valeur

Aux 31 décembre, la valeur comptable et la juste valeur estimée des dettes à long terme sont de :

	2006	2005
Valeur comptable	234 328	202 634
Juste valeur	233 423	201 704

Note 11. Capital-actions

	2006	2005
30 049 586 actions de catégorie A (29 989 398 en 2005)	111 281	111 008
Valeur liée aux options d'achat d'actions	1 170	678
	112 451	111 686

Le capital social de la Société est composé d'un nombre illimité d'actions ordinaires de catégorie A.

A) Les opérations portant sur le capital-actions se détaillent comme suit pour les exercices terminés les 31 décembre:

NOTE	2006		2005	
	NOMBRE D'ACTIONS (EN MILLIERS)	MONTANT	NOMBRE D'ACTIONS (EN MILLIERS)	MONTANT
Solde au début de l'exercice	29 989	111 686	29 987	111 366
Exercice d'options	61	273	2	12
Valeur liée aux options d'achat d'actions	D	- 492	-	308
Solde à la fin de l'exercice	30 050	112 451	29 989	111 686

B) La Société possède un programme de rachat d'actions dans le cours normal des activités pour un maximum de 1 500 000 actions de catégorie A, ce qui représente approximativement 5 % des actions de catégorie A émises et en circulation. Ce programme a été approuvé par la Bourse de Toronto. Le programme demeurera valable jusqu'au 13 juin 2007. Aucun rachat n'a été effectué.

C) La Société a un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des administrateurs, des membres de la direction et des employés clés aux termes duquel 2 500 000 actions de catégorie A sont réservées pour émission. Le prix de levée correspond à la valeur à la cote le jour précédant la date d'octroi des options. Les octrois antérieurs au 19 mai 2004 peuvent être levés sur une période de quatre ans à raison de 25 % par année débutant à la date d'octroi sans restrictions. Pour les octrois subséquents au 19 mai 2004 et ceux qui auront lieu dans le futur, ils seront gagnés à raison de 25 % par année débutant l'année suivante de l'octroi. De plus, ces octrois ne pourront pas être levés si la valeur au marché de l'action ne dépasse pas la valeur comptable à la date de l'octroi pendant une période minimale. La levée de certaines options est assujettie à l'atteinte de certains critères de performance. Les options d'achat d'actions se détaillent comme suit pour les exercices terminés les 31 décembre:

	2006		2005	
	NOMBRE D'OPTIONS	PRIX MOYEN PONDÉRÉ DE LEVÉE	NOMBRE D'OPTIONS	PRIX MOYEN PONDÉRÉ DE LEVÉE
En circulation au début de l'exercice	946 115	5,23	603 035	4,55
Attribuées	297 664	9,60	345 815	6,41
Exercées	(60 188)	4,55	(2 735)	4,45
Annulées	(7 485)	5,60	-	-
En circulation à la fin de l'exercice	1 176 106	6,37	946 115	5,23
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	565 576	4,84	437 763	4,67

Note 11. Capital-actions (suite)

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2006 :

ACCORDÉES EN	OPTIONS EN CIRCULATION		OPTIONS POUVANT ÊTRE LEVÉES		
	NOMBRE D'OPTIONS	PRIX DE LEVÉE	NOMBRE D'OPTIONS	PRIX DE LEVÉE	ANNÉE D'EXPIRATION
2001	54 270	6,00	54 270	6,00	2011
2002	38 021	8,63	38 021	8,63	2012
2003	105 500	3,57	105 500	3,57	2013
2004	339 254	4,16	282 436	4,10	2014
2005	341 397	6,41	85 349	6,41	2015
2006	297 664	9,60	-	-	2016
	1 176 106	6,37	565 576	4,84	

d) La Société applique la méthode de la juste valeur pour la comptabilisation des options accordées aux dirigeants et employés. Un montant de 492 000 \$ relatif aux options octroyées a été inscrit aux charges d'*Administration* de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (308 000 \$ en 2005). Les hypothèses suivantes ont été utilisées afin de déterminer la juste valeur, au moment de l'octroi, des options émises aux dirigeants et aux employés des exercices terminés les 31 décembre :

	2006	2005
Taux d'intérêt sans risque	4,40 %	3,85 %
Dividende annuel prévu	0,00 %	0,00 %
Durée de vie prévue	7 années	5 années
Volatilité prévue	44 %	45 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	5,66 \$	2,85 \$

e) Les données diluées par action ont été calculées ainsi :

	2006	2005
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	30 033 885	29 986 994
Effet de dilution des options d'achat d'action	404 605	253 608
Nombre moyen pondéré et dilué d'actions en circulation	30 438 490	30 240 602
Bénéfice net	15 020	21 088
Bénéfice net par action de base (\$)	0,50	0,70
Bénéfice net par action dilué (\$)	0,49	0,70

Le tableau suivant présente les titres qui pourraient diluer le bénéfice de base par action dans le futur mais qui n'ont pas été pris en compte dans le calcul du bénéfice dilué par action en raison de leur effet antidilutif :

	2006	2005
Nombre d'options antidilutives	335 685	38 021

Note 12.

Écarts de conversion cumulés

	2006	2005
Solde au début	(30 663)	(23 661)
Effet de la conversion des filiales étrangères autonomes	2 658	(7 371)
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds	(75)	(1 086)
Impôts sur la quote-part des écarts de conversion cumulés du Fonds	23	1 455
Solde à la fin	(28 057)	(30 663)

Note 13. Frais de financement

	NOTE	2006	2005
Intérêts sur la dette à long terme, net de l'effet des swaps de taux d'intérêt	A	12 886	5 181
Intérêts créditeurs		(466)	(411)
Amortissement des frais de financement reportés		475	477
Autres intérêts et frais bancaires		53	1 962
		12 948	7 209
Intérêts capitalisés aux centrales en développement		(420)	(2 788)
		12 528	4 421

A) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-acquisition a été de 1 027 000 \$ en 2006 (1 218 000 \$ en 2005).

Note 14. Impôts sur le bénéfice

A) La provision pour les impôts sur le bénéfice s'établit comme suit:

	2006	2005
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice		
Impôts exigibles	(674)	(2 646)
Impôts futurs	(5 100)	86
	(5 774)	(2 560)
Bénéfice avant impôts sur le bénéfice	9 414	18 626
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable inclus dans le bénéfice avant impôt	(9 594)	(11 039)
	(180)	7 587
Taux combiné d'imposition de base du Canada et du Québec (%)	32,02	31,02
Charge (recouvrement) d'impôts selon le taux statutaire	(58)	2 353
Augmentation (diminution) d'impôts découlant des éléments suivants:		
Changement dans les taux d'imposition statutaires	(2 254)	-
Éléments non imposables	(1 527)	(812)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	(435)	371
Réévaluation des actifs et des passifs d'impôts futurs et courants	(1 698)	(4 350)
Autres	198	(122)
	(5 774)	(2 560)

B) Les impôts futurs comprennent les éléments suivants:

	2006	2005
Avantage fiscal découlant des pertes reportées	50 981	19 504
Frais reportés	(3 898)	(103)
Provisions	249	1 977
Placement	(21 710)	(24 191)
Immobilisations corporelles	(48 141)	(17 179)
Produits reportés	6 491	-
Autres	713	(55)
Impôts futurs	(15 315)	(20 047)
Actifs d'impôts futurs	6 249	7 979
Passifs d'impôts futurs	(21 564)	(28 026)
	(15 315)	(20 047)

Note 14. Impôts sur le bénéfice (suite)

c) La Société et ses filiales, en particulier les filiales françaises, ont cumulé des pertes fiscales totalisant environ 153 343 000 \$, lesquelles peuvent être reportées et portées en diminution du revenu imposable des exercices à venir. À l'exception de pertes en capital totalisant 1 554 000 \$, l'avantage fiscal découlant du report de ces pertes a été comptabilisé à titre d'actif d'impôts futurs. Les pertes fiscales à reporter pourront être réclamées au cours des exercices futurs en fonction des échéances suivantes :

2013	2014	2024	2026	ILLIMITÉE	TOTAL
1 308	5 088	9 178	4 867	132 902	153 343

d) Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable sont attribués dans le régime fiscal fédéral américain. Ce programme sera en vigueur, pour les centrales de Boralex, pour une période de cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2005 et est accordé sur la base de la production réelle des centrales. Bien que ce crédit ne soit pas remboursable, il est reportable sur les 20 prochaines années fiscales. En 2006, un programme de monétisation a été mis en place afin que Boralex profite immédiatement de la valeur des crédits d'impôts, de plus amples informations sur ce programme sont fournies à la note 9.

Note 15.

Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement

	2006	2005
Diminution (augmentation) des		
Comptes débiteurs	45	(10 963)
Stocks	124	(1 911)
Frais payés d'avance	(678)	(458)
Augmentation (diminution) des		
Comptes créditeurs et charges à payer	(9 165)	10 003
Impôts sur le bénéfice	(1 039)	(3 578)
	(10 713)	(6 907)

Note 16.

Information sectorielle

Les centrales de la Société se regroupent sous quatre secteurs d'activité distincts, soit les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques alimentées en résidu de bois, les centrales thermiques alimentées en gaz naturel et les sites éoliens, et sont engagées principalement dans la production d'énergie. La classification de ces secteurs d'activité est établie en fonction des structures de coûts différentes inhérentes à ces quatre types de centrales. Les conventions comptables qui s'appliquent aux secteurs d'activités sont identiques à celles décrites à la note 2.

La Société évalue la performance de ses secteurs d'activité en se basant sur leur bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA»). Le BAIIA n'est pas une mesure de performance définie par les principes comptables généralement reconnus du Canada; cependant, la direction utilise cette mesure afin d'évaluer la performance opérationnelle de ses secteurs. Les résultats de chaque secteur d'activité sont présentés sur les mêmes bases que ceux de la Société.

Le tableau suivant rapproche le BAIIA au bénéfice net:

	2006	2005
Bénéfice net	15 020	21 088
Part des actionnaires sans contrôle	168	98
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	(5 774)	(2 560)
Frais de financement	12 528	4 421
Amortissement	20 880	11 037
BAIIA	42 822	34 084

Les produits sont attribués aux différents pays selon le pays de domiciliation du client. En 2006, la Société comptait quatre clients représentant plus de 10 % de ses produits, soit 30 %, 24 %, 15 % et 10 %. En 2005, la Société comptait cinq clients représentant plus de 10 % de ses produits, soit 29 %, 17 %, 14 %, 13 % et 11 %.

Note 16. Information sectorielle (suite)

Information par secteur d'activité

	2006	2005	2006	2005
	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWH)		PRODUITS	
	(NON VÉRIFIÉ)	(NON VÉRIFIÉ)		
Centrales hydroélectriques	138 518	109 761	10 939	9 962
Centrales thermiques – résidus de bois	1 010 206	1 012 540	71 126	78 474
Centrale thermique – gaz naturel	38 365	37 328	14 763	13 944
Sites éoliens	189 964	45 695	23 174	6 316
	1 377 053	1 205 324	120 002	108 696
		BAIIA	NOUVELLES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
Centrales hydroélectriques	7 481	6 453	600	366
Centrales thermiques – résidus de bois	5 586	16 904	8 671	22 910
Centrale thermique – gaz naturel	5 405	2 700	24	261
Sites éoliens	19 766	4 148	9 688	111 923
Corporatif et éliminations	4 584	3 879	218	293
	42 822	34 084	19 201	135 753
Aux 31 décembre	2006	2005	2006	2005
	ACTIF TOTAL		IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
Centrales hydroélectriques	34 284	26 787	10 691	10 579
Centrales thermiques – résidus de bois	147 099	128 287	97 919	96 230
Centrale thermique – gaz naturel	21 944	18 258	12 201	11 831
Sites éoliens	196 987	175 940	156 899	140 816
Corporatif et éliminations	78 069	80 243	4 779	3 004
	478 383	429 515	282 489	262 460

Information par secteur géographique

	2006	2005	2006	2005
	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWH)		PRODUITS	
	(NON VÉRIFIÉ)	(NON VÉRIFIÉ)		
États-Unis	1 133 208	1 109 640	81 044	87 627
France	228 329	83 023	37 938	20 260
Canada	15 516	12 661	1 020	809
	1 377 053	1 205 324	120 002	108 696
		BAIIA	NOUVELLES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
États-Unis	12 743	22 418	9 251	22 607
France	25 171	6 934	9 767	112 394
Canada	4 908	4 732	183	752
	42 822	34 084	19 201	135 753

Note 16. Information sectorielle (suite)

Aux 31 décembre	2006	2005	2006	2005
	ACTIF TOTAL		IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
États-Unis	177 751	147 481	105 649	101 838
France	218 931	196 114	169 100	152 919
Canada	81 701	85 920	7 740	7 703
	478 383	429 515	282 489	262 460

Note 17.

Opérations entre apparentés

En plus des opérations conclues avec le Fonds (voir note 4), la Société a conclu les opérations suivantes avec des apparentés :

	2006	2005
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		
Produits de la vente d'énergie	7 859	7 926
Autres revenus	-	39
Charges d'exploitation	1 129	776
Achat d'immobilisations corporelles	64	3
Entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société		
Autres revenus	468	507
Intérêts créditeurs	24	8

Ces opérations ont eu lieu dans le cours normal des activités et sont mesurées à la valeur d'échange, qui est le montant de la contrepartie établie et acceptée par les apparentés.

Aux 31 décembre 2006 et 2005, les bilans comprenaient les soldes suivants avec des apparentés :

	2006	2005
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		
Comptes débiteurs	2 134	1 625
Comptes créditeurs et charges à payer	1 856	427
Entité contrôlée par un administrateur de la Société		
Comptes débiteurs	478	87

Note 18.

Engagements et éventualités

En plus des engagements liés au Fonds (note 4 b), la Société a les engagements suivants :

- A) En vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2027 la totalité de sa production d'énergie d'une centrale hydroélectrique située aux États-Unis. En 2006, la Société a renouvelé ses ententes à long terme pour une durée additionnelle de 26 mois pour deux de ses centrales aux résidus de bois. Ces contrats viendront à échéance le 28 février 2009. Finalement, au Canada et en France, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité et de vapeur en vertu de contrats à long terme selon les échéances suivantes :

ORIGINE	TYPE DE PRODUCTION	ÉCHÉANCE
Canada	Électricité	2010 et 2021
France	Électricité	Entre 2013 et 2020
France	Vapeur	2022

Note 18. Engagements et éventualités (suite)

- b) Pour l'exploitation de la centrale de Middle Falls aux États-Unis, la Société loue le terrain où est située la centrale de Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'un bail échéant en 2027. Jusqu'en 2013, le paiement est un montant fixe indexé annuellement de 3 %. En 2006, le loyer a été de 361 000 \$ (318 300 \$ US) et sera indexé de 3 % annuellement jusqu'en 2013. À partir de 2014, le loyer sera variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.
- c) La Société s'est engagée en vertu de contrats de vente à terme, à vendre des RECs qui seront générés par l'une de ses centrales américaines qui s'est qualifiée pour le programme du Connecticut. Au 31 décembre 2006, le solde de ces engagements totalisait environ 8 600 000 \$, pour des périodes se situant entre janvier 2007 et décembre 2007.
- d) Conformément à sa politique de gestion des risques, la Société a fixé le prix d'une portion de la production d'une centrale à base de résidus de bois à l'aide de contrats à termes requérant la livraison physique de l'électricité. Au 31 décembre 2006, le total de ces contrats portait sur 116 400 MWh (229 200 MWh en 2005). Ces contrats avaient une juste valeur défavorable de 903 000 \$ US (8 520 000 \$ US en 2005).
- e) En vertu de ses ententes pour l'approvisionnement en résidus de bois de ses centrales, la Société s'est engagée à prendre livraison de certaines quantités minimum. Selon les prévisions de production, la Société achètera des quantités au-delà des minimums contractuels.
- f) Relativement à la loi sur la fiscalité municipale, la Société contestait depuis 1999 une série d'avis de cotisation portant sur l'application d'un régime fiscal différent de celui auquel la Société s'est soumis. Au tout début de l'année 2007, la Société est parvenue à une entente avec les autorités fiscales. Les effets de ce règlement subséquent ont été enregistrés en date du 31 décembre 2006.
- g) La Société a, au fil des ans, vendu des entreprises, y compris des centrales de production électriques au Fonds. Selon les ententes relatives à ces ventes, la Société pourrait devoir indemniser l'acheteur relativement aux passifs qui découlent d'événements antérieurs à la vente, qu'il s'agisse de questions relatives à la main-d'oeuvre ou de nature fiscale, environnementale, judiciaire ou autre, ou qui découlent de représentations faites par la Société. Les garanties d'indemnisation de ce genre s'étendent pour la majeure partie sur des périodes ne dépassant pas dix ans. La Société ne peut évaluer le montant de son passif éventuel au titre de telles garanties d'indemnisation du fait que ces montants dépendent de l'issue d'événements futurs éventuels dont la nature et la probabilité ne peuvent être établies pour le moment. Cependant, le montant maximal lié à ces garanties ne peut excéder les produits découlant de ces ventes.
- h) Dans le cadre des projets éoliens du Massif Central, la Société a conclu un contrat d'entretien clé-en-main avec GE Wind Energy. Le contrat a une durée initiale de cinq ans pour lequel des déboursés annuels d'environ 600 000 € sont prévus.

Renseignements généraux

Siège social

Borex inc.
36, rue Lajeunesse
Kingsey Falls (Québec) J0A 1B0
Canada
Téléphone: (819) 363-5860
Télécopieur: (819) 363-5866

Bureau d'affaires

Borex inc.
770, rue Sherbrooke Ouest
Montréal (Québec) H3A 1G1
Canada
Téléphone: (514) 284-9890
Télécopieur: (514) 284-9895

Site Internet

www.borex.com

Des exemplaires supplémentaires
des documents suivants et d'autres
renseignements peuvent être obtenus
à l'adresse ci-dessus ou téléchargés
directement des sites Internet
de Borex inc. ou de SEDAR:

- > rapport annuel
- > rapports trimestriels
- > notice annuelle
- > circulaire de sollicitation
de procurations

Agent de transfert

et agent comptable des registres
Services aux investisseurs
Computershare inc.
1500, rue University, bureau 700
Montréal (Québec) H3A 3S8
Canada
Téléphone:
1-800-564-6253 / (514) 982-7888
Télécopieur:
1-888-453-0330 / (514) 982-7635
service@computershare.com

Renseignements aux actionnaires

L'assemblée annuelle des actionnaires
aura lieu à 11 heures, le mercredi
16 mai 2007, à l'adresse suivante :

Centre Mont-Royal

Salle Mont-Royal I
4^e étage
2200, rue Mansfield
Montréal (Québec) H3A 3R8
Canada
Téléphone:
(514) 844-2000 / 1-888-844-2200

Pour plus de renseignements,
veuillez communiquer avec le:

Service des communications
Borex inc.
770, rue Sherbrooke Ouest
Montréal (Québec) H3A 1G1
Canada
Téléphone: (514) 985-1353
Télécopieur: (514) 985-1355

To obtain an English copy of
the Annual Report, please contact
the Communications Department.



Conception : www.nolin.ca

Rédaction : Lefebvre communications financières inc.

Imprimé sur Rolland Enviro100 (couvert 160M, texte 160M, texte 120M), un papier 100% postconsommation, certifié Éco-Logo et traité sans chlore.
L'utilisation de ce papier, plutôt que du papier vierge, réduit notre empreinte écologique de 41 arbres.

