

rapport annuel

07



Profil

Borex inc. (« Borex » ou la « Société ») est l'une des sociétés privées canadiennes les plus importantes et les plus expérimentées dans le développement et la production d'énergie renouvelable.

La Société exploite actuellement 21 sites de production d'une puissance installée totale de 351 mégawatts (« MW »). Borex a été un précurseur dans la production d'énergie renouvelable, à laquelle est aujourd'hui vouée la presque totalité de ses actifs. Ceux-ci sont situés au Québec, dans le nord-est des États-Unis et en France, et répartis dans trois types de production : l'énergie **éolienne** (7 sites, 108 MW), l'énergie **hydroélectrique** (7 centrales, 25 MW) et l'énergie **thermique** (7 centrales, 218 MW).

Borex fonde sa stratégie de croissance sur la diversification sectorielle et géographique de ses opérations ainsi que sur son expertise de pointe dans le développement, l'acquisition, l'exploitation et l'entretien de centrales d'énergie. À cette fin, elle peut compter sur quelque 300 employés qualifiés dont le dynamisme, le talent et l'esprit innovateur constituent son principal atout et gage de succès.

De plus, Borex détient 23 % des parts de Fonds de revenu Borex énergie (le « Fonds ») pour lequel la Société opère 10 centrales d'une puissance totalisant 190 MW.

Borex est une société publique inscrite à la bourse de Toronto sous le symbole BLX. Entreprise de croissance, elle se démarque par son engagement envers l'environnement et les communautés, la gestion rigoureuse de ses actifs et ses pratiques transparentes de gouvernance d'entreprise.

01	FAITS SAILLANTS FINANCIERS
02	L'EXERCICE 2007 EN BREF
04	MESSAGE AUX ACTIONNAIRES
06	RAPPORT DE GESTION
37	RAPPORTS DE LA DIRECTION ET DES VÉRIFICATEURS
38	ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
42	NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
64	CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DIRECTION
65	RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

Faits saillants financiers

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)

	2007	2006	2005	2004
	(12 MOIS)	(12 MOIS) (REDRESSÉ) ⁽¹⁾	(12 MOIS) (REDRESSÉ) ⁽¹⁾	(15 MOIS) (REDRESSÉ) ⁽¹⁾
EXPLOITATION				
Produits de la vente d'énergie	162 816	120 002	108 696	91 362
Part des résultats du Fonds	6 830	10 023	8 873	11 722
BAIIA ⁽²⁾	60 753	42 822	34 084	12 906
Bénéfice net (perte nette)	21 545	14 721	20 771	(1 891)
Marge brute d'autofinancement ⁽²⁾	51 548	24 518	26 219	11 977
INVESTISSEMENTS				
Nouvelles immobilisations corporelles	22 478	19 201	135 753	41 385
Acquisition d'entreprises	-	6 749	18 642	1 585
SITUATION FINANCIÈRE				
Immobilisations corporelles	258 712	280 136	260 783	150 611
Placement ⁽³⁾	67 321	75 553	77 997	82 615
Actif total	514 731	476 030	427 838	272 423
Dette à long terme	148 747	192 493	164 832	37 994
Avoir des actionnaires	284 769	182 033	164 093	149 829
DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A				
Bénéfice net (perte nette) par action des activités maintenues	0,63 \$	0,49 \$	0,69 \$	(0,05 \$)
Bénéfice net (perte nette) par action de base	0,63 \$	0,49 \$	0,69 \$	(0,06 \$)
Avoir des actionnaires par action en circulation à la fin de l'exercice	7,60 \$	6,06 \$	5,47 \$	5,00 \$
Moyenne pondérée d'actions en circulation (en milliers)	34 403	30 034	29 987	29 913
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	37 455	30 050	29 989	29 987
RATIO				
Ratio d'endettement à long terme	0,52	1,06	1,00	0,25

(1) Données comparatives redressées suite à un changement de convention comptable relatif à l'amortissement en France adopté en 2007.

(2) Le BAIIA ou Bénéfice Avant Intérêts, Impôts et Amortissement et la marge brute d'autofinancement ne sont pas des mesures conformes aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Se référer à l'analyse par la direction des résultats d'exploitation et de la situation financière aux pages 13 et 14.

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

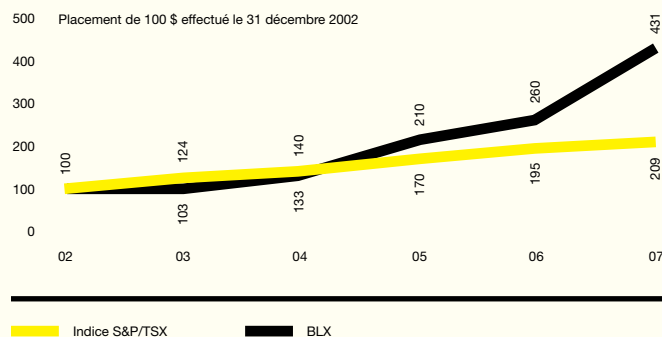
INFORMATION BOURSÈRE

TITRE	Actions de catégorie A
SYMBOLE	BLX
BOURSE	Toronto
ACTIONNAIRE PRINCIPAL (AU 31 DÉCEMBRE 2007)	Cascades inc. 34 %

TRANSACTIONS SUR LES ACTIONS DE CATÉGORIE A

Exercice terminé le	Actions émises et en circulation	Haut	Bas	Fermeture
31 décembre 2007	37 454 625	19,00\$	10,50\$	17,25\$
31 décembre 2006	30 049 586	11,25\$	7,99\$	10,40\$

ÉVOLUTION DU COURS DE L'ACTION BLX (TSX)



L'exercice 2007 en bref

Boralex: Positionnée pour une nouvelle phase de croissance

Une solide performance financière

- 12 % d'augmentation de la production :
1 544 158 MWh
- Croissance de 36 % des produits
de la vente d'énergie : 162,8 M\$
- BAIIA en hausse de 42 % : 60,8 M\$
- Croissance de 46 % du bénéfice net :
21,5 M\$ ou 0,63 \$ par action

Un bilan renforcé

- Émission de 7,3 millions d'actions :
produit net de 105,3 M\$
- Marge brute d'autofinancement
de 51,5 M\$
- Ratio d'endettement total
net/capital investi de 25 %
au 31 décembre 2007

**Boralex possède les compétences
humaines, la santé financière et
le leadership de marché qui lui
permettront de mener à bien une
nouvelle phase de croissance dont
le but est d'augmenter sa capacité
sous contrats de production
d'énergie renouvelable à :**

1000
megawatts
d'ici 2012.

Énergie éolienne

Principal fer de lance de l'expansion future de Boralex

- Croissance de 17 % des produits et de 15 % du BAIIA en 2007
- Mise en service en juillet 2007 de la 7^e ferme éolienne de Boralex en France, La Citadelle (13,8 MW), et amélioration du taux de disponibilité de l'ensemble du parc éolien
- Travaux d'expansion pour augmenter la puissance du site d'Avignonnet-Lauragais de 4,6 MW supplémentaires
- Dépôt d'une demande de brevet pour la méthode de prévention du glaçage des pales mise au point par Boralex, et introduction d'autres outils novateurs de surveillance à distance et de gestion proactive des éoliennes (ex. : système de mesure et d'analyse des vibrations en temps réel, automatisation du système d'arrêt des machines)
- Refinancement de 265 M€ afin de soutenir le développement des projets éoliens de Boralex en France jusqu'en 2010
- Au Canada, acquisition des droits pour développer et exploiter neuf fermes éoliennes regroupant 90 MW dans le sud de l'Ontario, dont les trois premiers sites totalisant 30 MW seront mis en service en 2008
- Dépôt, en partenariat avec Gaz Métro, de trois projets totalisant 375 MW localisés sur le site à fort potentiel de la Seigneurie de Beaupré (Québec), dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour 2 000 MW d'énergie éolienne

Boralex prévoit presque quintupler sa puissance éolienne totale d'ici quelques années

Énergie thermique

Principal moteur de performance financière en 2007

- Hausse de 47 % des produits combinés du secteur des résidus de bois (nord-est des États-Unis) et de la centrale au gaz naturel (France) en 2007
- Hausse de 221 % du BAIIA de ce secteur, malgré l'augmentation du coût des résidus de bois
- Augmentation de 18 % de la production des centrales aux résidus de bois et hausse de 15 % de leur prix de vente moyen d'électricité
- 24,8 M\$ de RECs vendus (par rapport à 5,6 M\$ en 2006) : raffermissement du marché des RECs du Connecticut et qualification de la centrale aux résidus de bois de Livermore Falls
- Prolongation du programme des RECs par l'État du Connecticut jusqu'en 2020 et augmentation de la proportion d'énergie verte exigée des distributeurs (de 2 % en 2005 à 20 % en 2020)

- Ententes fermes pour la vente à terme de 52,0 M\$US de RECs pour une partie de la production prévue jusqu'en 2012 des centrales de Stratton et de Livermore Falls
- Redevances provenant du *Forward Capacity Market* ajoutent 3,2 M\$ aux produits et au BAIIA du secteur des résidus de bois
- Poursuite du programme d'optimisation de l'approvisionnement en résidus de bois et de la performance des centrales : développement des partenariats pour la récolte des résidus forestiers, augmentation de la capacité d'entreposage des matières premières et investissements proactifs dans les équipements de production
- Pour une 3^e année consécutive, interruption entre le 1^{er} avril et le 31 octobre des activités de cogénération de la centrale au gaz naturel en raison du coût élevé du gaz naturel
- Vente à terme d'une partie des quotas excédentaires de CO₂ de la centrale au gaz naturel pour les années 2008 et 2009

Boralex continuera de maximiser ses sources de revenus et de profits récurrents dans les marchés où la production d'énergie verte est valorisée

Énergie hydroélectrique

Nouvelles opportunités de croissance au Canada

- Recul des résultats en 2007 causé par des conditions d'hydraulicité moins favorables et la fluctuation des devises
- Introduction de nouveaux outils pour améliorer la performance opérationnelle et environnementale des centrales

Boralex vise à quadrupler sa puissance hydroélectrique à moyen terme en exploitant le potentiel de développement de ce secteur en Colombie-Britannique

Message aux actionnaires

Au cours de l'année 2007, Boralex a entrepris une nouvelle phase de développement visant à porter sa capacité sous contrats à 1 000 MW d'ici 2012. L'expansion soutenue de notre secteur éolien en France et le début de son implantation au Canada, le financement par actions de 110 M\$ réalisé en juin dernier, la mise en place d'une équipe dédiée au développement et l'exploration de modes alternatifs de production d'énergie verte, sont autant de gestes porteurs que Boralex a posés en 2007 afin de paver la voie à sa croissance future dans l'industrie en rapide évolution de l'énergie renouvelable.

L'exercice terminé le 31 décembre 2007 a également donné lieu à une solide performance financière pour Boralex, dont les produits de la vente d'énergie ont atteint 162,8 M\$, en hausse de 36 % sur l'année précédente, tandis que son bénéfice net a augmenté de 46 % pour se chiffrer à 21,5 M\$ ou 0,63 \$ par action.

OPTIMISATION

La croissance des résultats de Boralex en 2007 est largement attribuable au secteur des résidus de bois aux États-Unis. Celui-ci a en effet commencé à récolter les fruits de la stratégie mise en œuvre depuis 2004 afin d'optimiser sa performance, réduire sa vulnérabilité aux fluctuations du marché et se doter de sources de revenus et de profits récurrents. Comme nous l'avions anticipé, le raffermissement de la demande et des prix sur le marché des certificats d'énergie renouvelable (« RECs ») du Connecticut – auquel une deuxième centrale de Boralex a été qualifiée en 2007 – s'est accentué au cours des derniers trimestres, générant des produits additionnels de plus de 19 M\$. Cette source de revenus, tout comme les primes de puissance provenant du *Forward Capacity Market* mis en place en 2007, est d'autant plus avantageuse qu'elle se reflète directement dans le bénéfice d'exploitation. En outre, le secteur des résidus de bois a sensiblement accru ses ventes d'électricité, à la faveur d'une hausse de son prix de vente moyen et d'une meilleure disponibilité des centrales. Les initiatives originales implantées ces dernières années afin de sécuriser davantage son approvisionnement en résidus de bois et d'en augmenter la qualité, jumelées au programme d'optimisation globale de la performance des équipements, auront notamment permis d'améliorer le taux de combustion et l'efficacité générale des centrales, et d'ainsi atténuer l'impact sur la rentabilité de la hausse du coût des matières premières.

Les perspectives sont généralement positives pour le secteur des résidus de bois de Boralex, du fait principalement que l'État du Connecticut vient de prolonger de dix ans la durée de son programme de RECs, soit jusqu'en 2020, à quelle date la

proportion d'énergie verte exigée des distributeurs d'électricité atteindra 20 %. Au 31 décembre 2007, nos centrales de Stratton et de Livermore Falls disposaient déjà de contrats de vente à terme totalisant plus de 50 M\$, portant sur une partie de leur production de RECs prévue pour les années 2008 à 2012. Nous envisageons l'opportunité de qualifier éventuellement d'autres centrales à ce programme.

DÉVELOPPEMENT

En plus d'une bonne performance financière, 2007 a donné lieu à d'importants développements au sein de notre secteur éolien, fer de lance de l'expansion de Boralex pour les trois à cinq prochaines années. Nous avons inauguré notre septième ferme éolienne en France, d'une puissance de 13,8 MW, et entrepris d'augmenter de 4,6 MW la puissance installée d'un des sites existants. Ainsi, à la fin du mois de mars 2008, Boralex exploitait en France un parc de 68 éoliennes totalisant une puissance installée de 108 MW, soit près de cinq fois plus qu'en 2004. Chaque année, en outre, nous renforçons notre expertise dans la gestion à distance et l'entretien préventif des équipements, en mettant au point des outils inédits tels que notre méthode de prévention du glaçage des pales, notre système d'analyse en temps réel des vibrations et un système d'arrêt des machines à distance en cours de brevetage. Le sens d'innovation dont fait preuve notre équipe et l'expérience acquise dans l'exploitation de sites éoliens soumis à des conditions climatiques variées, font de Boralex l'un des producteurs éoliens les plus expérimentés en France et les plus avant-gardistes au monde. Nous sommes bien décidés à capitaliser sur ces forces pour poursuivre notre croissance en France et nous établir dans certains autres pays d'Europe où la législation favorise la production éolienne.

Le potentiel à moyen et long terme du marché éolien français demeure excellent, l'État français ayant notamment pour objectif de favoriser l'implantation de 5 000 à 6 000 éoliennes additionnelles sur son territoire d'ici les dix prochaines années. En 2007, un refinancement de 265 M€ a été mis en place afin de supporter nos projets de développement en France jusqu'en 2010. De plus, nous avons renforcé notre équipe de développement en vue de jouer un rôle actif dans l'expansion et la consolidation futures du marché éolien français, de même que pour explorer les autres marchés potentiels en Europe. En plus du secteur éolien, nous nous intéressons de près à l'évolution de certains autres modes de production sans combustible. Par exemple, Boralex se familiarise actuellement avec le marché de l'énergie solaire en Espagne.

Par ailleurs, nous avons entrepris de valoriser l'expertise unique que nous avons acquise en France pour nous implanter en force dans le marché canadien de la production d'énergie éolienne. Boralex œuvre présentement à d'importants projets en Ontario et au Québec, qui pourraient porter sa puissance éolienne totale à plus de 500 MW d'ici quelques années. En juillet 2007, nous avons acquis les droits sur un portefeuille de sites de 90 MW dans le sud de l'Ontario, afin de mettre en service et d'exploiter neuf fermes éoliennes d'une capacité de 10 MW chacune. L'électricité produite sera vendue au tarif de 110 \$/MWh, en vertu d'un contrat de 20 ans signé avec Ontario Power Authority. Des turbines des plus modernes ont été commandées afin de mettre en service les trois premières fermes, d'une puissance totale de 30 MW, avant la fin de l'exercice 2008. Nous visons à démarrer les six autres en 2009 et 2010. Au Québec, Boralex et son partenaire Gaz Métro ont soumis, en septembre 2007, trois projets éoliens totalisant une puissance de 375 MW, dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec dont les résultats seront connus sous peu. Situés sur la Seigneurie de Beaupré, une propriété privée appartenant au Séminaire de Québec, ces projets regroupant plus de 180 éoliennes présentent des caractéristiques concurrentielles exceptionnelles, dont un fort potentiel éolien confirmé par plus de 20 mois d'étude de vent, leur proximité avec les lignes d'interconnexion d'Hydro-Québec TransÉnergie et leur éloignement des zones habitées.

Le marché canadien, et plus spécifiquement celui de la Colombie-Britannique, recèle un bon potentiel de croissance pour notre secteur hydroélectrique également. À la lumière des opportunités qui se dessinent dans ce marché et de l'expertise distinctive acquise par Boralex depuis plus de 15 ans dans la gestion de centrales hydroélectriques, nous prévoyons pouvoir hausser la puissance installée de notre secteur hydroélectrique de plus de 100 MW d'ici 2012.

CROISSANCE

Tout est en place pour que Boralex entreprenne prochainement une nouvelle ère de croissance accélérée. En tant que producteur d'énergie renouvelable, nous nous sommes positionnés de façon proactive dans une industrie en rapide évolution, où les tendances actuelles nous sont généralement propices. Nous possédons un portefeuille d'actifs diversifié et performant, une solide crédibilité des deux côtés de l'Atlantique, bâtie sur l'expérience et l'innovation, une situation financière plus saine que jamais et surtout, une excellente équipe doublée d'une solide relève. De plus, nos projets en cours et nos stratégies d'expansion auront

pour effet d'augmenter de façon importante la proportion de nos revenus faisant l'objet de contrats à long terme, ce qui favorisera une plus grande stabilité financière pour la Société.

Par ailleurs, Boralex suit l'évolution de la réflexion stratégique amorcée par Fonds de revenu Boralex énergie depuis l'interruption de son processus de vente en septembre 2007. D'ici à ce que de nouveaux développements surviennent, Boralex maintient son engagement à gérer les actifs du Fonds de façon optimale.

En guise de conclusion, nous tenons à remercier tous nos employés, qui sont la force vive de Boralex, pour leur performance exceptionnelle en 2007, leur talent et leur engagement indéfectible envers le succès de l'entreprise. Nous voulons également exprimer notre gratitude envers les membres du conseil d'administration de Boralex, ainsi qu'envers ses actionnaires et tous ses partenaires d'affaires.



Patrick Lemaire
Président et
chef de la direction



Bernard Lemaire
Président exécutif
du conseil d'administration
Mars 2008

Rapport de gestion

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est une société productrice privée d'électricité vouée 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 de production d'énergie combinant une puissance installée totale de 351 mégawatts (« MW »).

Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans trois types de production :

- Au cours des dernières années, Boralex s'est hissée parmi les producteurs **d'énergie éolienne** les plus importants et les plus expérimentés en France, où elle exploite actuellement sept fermes regroupant 68 éoliennes d'une puissance installée totale de 108 MW. De plus, Boralex œuvre présentement à d'importants projets éoliens au Canada, dont un en Ontario d'une puissance potentielle de 90 MW, et trois autres au Québec regroupant une puissance potentielle de 375 MW ;
- Boralex détient une expertise de plus de 15 ans dans la production **d'énergie hydroélectrique**, possédant sept centrales de ce type, dont cinq aux États-Unis et deux au Québec, combinant une puissance installée de 25 MW ;
- Boralex exploite sept centrales de production **d'énergie thermique** d'une puissance installée totalisant 218 MW. Six d'entre elles situées aux États-Unis et combinant une puissance totale de 204 MW sont alimentées en résidus de bois, un mode de production d'énergie renouvelable pour lequel la Société se classe au rang du plus important producteur en Amérique du Nord. De plus, Boralex exploite en France une centrale de cogénération au gaz naturel de 14 MW.

Les actions de Boralex, qui sont détenues à 34 % par Cascades inc., se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX.

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.

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 de 12 mois terminé le 31 décembre 2007, par rapport à l'exercice de 12 mois terminé le 31 décembre 2006, 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 rapport annuel de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Des renseignements additionnels sur la Société, incluant la notice annuelle, les rapports annuels précédents, les rapports de gestion et les états financiers intermédiaires ainsi que les communiqués de presse, sont publiés séparément et 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 2008, 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. Elles sont fondées sur les attentes, estimations et hypothèses de la direction de Boralex en date du 28 février 2008.

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 *Facteurs de risques et incertitudes* du présent rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. À moins d'indication contraire de la Société, les déclarations prospectives ne tiennent pas compte de l'effet que pourraient avoir, sur ses activités, des transactions, des éléments non récurrents ou d'autres éléments exceptionnels annoncés ou survenant après que ces déclarations soient faites.

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; le lecteur est donc prié de ne pas accorder une confiance exagérée à ces 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 n'en soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport de gestion, 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 de gestion renferme également certains renseignements qui ne sont pas des mesures du 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 le BAIIA et certains postes de l'état des résultats consolidés de Boralex.

De plus, dans l'analyse de l'évolution de sa situation financière, la Société utilise la mesure de la marge brute d'autofinancement, laquelle correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement. La direction et les investisseurs utilisent cette mesure afin d'évaluer la capacité de la Société de financer ses projets d'expansion à même ses activités d'exploitation.

EFFICACITÉ DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DES CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Conformément à l'instrument 52-109 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, la Société produit des attestations signées par le chef de la direction et le chef de la direction financière qui, entre autres choses, font rapport sur la conception et les procédures de communication de l'information financière, ainsi que sur la conception du contrôle interne 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 sont 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 de ce rapport annuel et elle est d'avis que ceux-ci sont efficaces.

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 du Canada. 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

(en milliers de dollars, sauf les données par action)

	2007			
TRIMESTRES TERMINÉS LES	31 MARS	30 JUIN	30 SEPTEMBRE	31 DÉCEMBRE
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	8 268	4 934	5 974	8 034
Centrales hydroélectriques	3 079	2 857	681	2 520
Centrales thermiques-résidus de bois	33 360	22 839	25 688	29 973
Centrale thermique-gaz naturel	6 095	1 724	1 933	4 857
	50 802	32 354	34 276	45 384
BAIIA				
Sites éoliens	7 070	3 867	4 876	7 020
Centrales hydroélectriques	2 066	2 203	(485)	1 640
Centrales thermiques-résidus de bois	12 166	2 709	7 469	10 673
Centrale thermique-gaz naturel	2 105	(329)	(219)	714
Corporatif et éliminations	2 390	(1 764)	(1 997)	(1 421)
	25 797	6 686	9 644	18 626
BÉNÉFICE NET	9 777	4 838	1 017	5 913
par action (de base)	0,33 \$	0,15 \$	0,03 \$	0,16 \$
par action (dilué)	0,32 \$	0,15 \$	0,03 \$	0,15 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	30 061 484	32 526 623	37 454 625	37 454 625

(en milliers de dollars, sauf les données par action)

	2006 (REDRESSÉ)⁽¹⁾			
TRIMESTRES TERMINÉS LES	31 MARS	30 JUIN	30 SEPTEMBRE	31 DÉCEMBRE
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	5 574	5 191	4 652	7 757
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
	37 101	20 789	26 643	35 469
BAIIA				
Sites éoliens	4 511	4 457	4 016	6 782
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
Corporatif et éliminations	2 757	746	366	715
	17 581	4 909	8 372	11 960
BÉNÉFICE NET	7 534	1 411	1 140	4 636
par action (de base)	0,25 \$	0,05 \$	0,04 \$	0,15 \$
par action (dilué)	0,25 \$	0,05 \$	0,04 \$	0,15 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	29 997 561	30 038 064	30 049 586	30 049 586

(1) En 2007, la Société a modifié la méthode d'amortissement de sa centrale au gaz naturel et de deux de ses sites éoliens. Le bénéfice net de l'exercice 2006 a été redressé pour refléter ce changement.

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 12 centrales de Boralex disposant de contrats de vente d'électricité à long terme selon des prix déterminés, 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, 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 à long terme 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,

puisque 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 dépend des conditions d'hydrologie, lesquelles sont de façon générale à leur maximum au printemps et 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 historiquement 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 leur 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 pour les sites qui sont situées en haute altitude.

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 la vapeur à son client à l'aide d'une chaudière auxiliaire. À cet effet, au cours des trois derniers exercices, la Société a exploité son équipement de cogénération seulement pendant les cinq mois de la période d'hiver.

De plus, le placement que Boralex détient dans le Fonds est aussi soumis à un cycle saisonnier. En effet, environ 50 % de la production du Fonds est hydroélectrique et donc soumise aux mêmes fluctuations de débits que les centrales de Boralex de ce type. Cependant, toutes les centrales du Fonds possèdent des contrats de vente d'électricité à long terme et ne sont donc pas soumises à un cycle saisonnier des prix. Toutefois, certaines de ses centrales reçoivent une prime pour leur production réalisée dans les mois de décembre à mars, ce qui résulte typiquement en une augmentation de la rentabilité du Fonds au premier et au quatrième trimestre.

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 des sources complémentaires de revenus afin d'accroître et sécuriser son chiffre d'affaires. Par exemple, elle participe au marché de la vente des certificats d'énergie renouvelable (« RECs » pour *Renewable Energy Certificates*), au *Forward Capacity Market* dans le nord-est des États-Unis ainsi qu'au marché de quotas de bioxyde de carbone (« CO₂ ») en France.

INFORMATION CONSOLIDÉE SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	EXERCICES DE 12 MOIS TERMINÉS LES		
	31 DÉCEMBRE 2007	31 DÉCEMBRE 2006	31 DÉCEMBRE 2005
Produits de la vente d'énergie	162 816	120 002	108 696
BAIIA	60 753	42 822	34 084
Bénéfice net	21 545	14 721	20 771
par action (de base)	0,63 \$	0,49 \$	0,69 \$
par action (dilué)	0,62 \$	0,48 \$	0,69 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	34 403 033	30 033 885	29 986 994

DONNÉES RELATIVES AU BILAN

Aux 31 décembre	2007	2006	2005
Actif total	514 731	476 030	427 838
Dette totale ⁽²⁾	175 533	234 328	203 849
Avoir des actionnaires	284 769	182 033	164 093

(1) En 2007, la Société a modifié la méthode d'amortissement de sa centrale alimentée au gaz naturel et de deux de ses sites éoliens. Certaines données relatives aux exercices 2006 et 2005 ont été redressées pour refléter ce changement.

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

FAITS MARQUANTS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

PARTICIPATION DU SECTEUR DES RÉSIDUS DE BOIS DE BORALEX AUX MARCHÉS DES RECS DU CONNECTICUT ET DE L'ÉTAT DE NEW YORK

Au cours des derniers exercices, Boralex a entrepris de positionner certaines de ses centrales à base de résidus de bois pour transiger sur le marché des RECs dans l'État du Connecticut. Ce marché a vu le jour en 2005 lors de la mise sur pied par l'État du Connecticut d'un programme d'une durée initialement prévue de cinq ans, soit jusqu'en 2010. Au cours de l'année 2007, l'État du Connecticut a annoncé sa décision de prolonger le programme des RECs pour une durée additionnelle de 10 ans, soit jusqu'en 2020. En vertu de ce programme, l'État exige des distributeurs d'électricité une proportion minimale d'énergie verte fixée à 1,5 % au début du programme en 2005, puis s'accroissant annuellement pour atteindre 20 % en 2020. Les distributeurs se procurent cette énergie auprès de producteurs qualifiés d'énergie renouvelable, lesquels peuvent ainsi se prévaloir, pour chaque mégawatheure (« MWh ») produit, d'une prime additionnelle par rapport au prix de base de l'électricité. Les RECs sont officiellement alloués aux producteurs qualifiés 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.

En 2006, tel que la direction de Boralex 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 sur la demande, ce qui a provoqué une chute temporaire des prix. Toutefois, la demande et les prix se sont raffermis à partir du quatrième trimestre de l'exercice 2006, une tendance favorable qui s'est poursuivie en 2007.

Afin de tirer avantage de ce marché en croissance, Boralex a, dans un premier temps, fait qualifier sa centrale de Stratton (Maine) au programme des RECs du Connecticut. Cette centrale a commencé à transiger des RECs à partir du 1^{er} janvier 2005. Au quatrième trimestre de l'exercice 2007, la centrale de Livermore Falls (Maine) a également été qualifiée au programme des RECs du Connecticut, avec effet rétroactif au 1^{er} avril 2007. Par conséquent, les produits perçus par Boralex sur le marché des RECs du Connecticut ont été de 8,1 M\$ en 2005, 3,9 M\$ en 2006 en raison du ralentissement temporaire du marché, et 22,7 M\$ en 2007. En plus d'avoir vendu la presque totalité de leur production de RECs pour l'année 2007, les centrales de Stratton et de Livermore Falls ont conclu des contrats de vente à terme pour une partie de leur production prévue des années 2008 à 2012. En date du 31 décembre 2007, l'ensemble de ces contrats à terme représentait des revenus futurs totalisant 52 M\$US.

D'autre part, en février 2006, la centrale de Chateaugay (New York) s'est qualifiée au programme des RECs de l'État de New York, lequel fonctionne selon un mécanisme différent du marché du Connecticut. En effet, la centrale a négocié et signé un contrat d'une durée de dix ans avec une agence de l'État de New York, 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 et de 2,1 M\$ en 2007.

Les trois centrales à base de résidus de bois de Boralex qui participent actuellement à la vente de RECs totalisent une puissance installée de 110 MW, soit 53,9 % de la puissance

totale du secteur de résidus de bois. Au cours de l'exercice 2007, ces trois centrales ont ensemble généré des produits de 24,8 M\$ provenant de la vente de RECs, ce qui est d'autant plus avantageux que ces produits se reflètent directement dans le bénéfice d'exploitation. Il en est de même des redevances récurrentes offertes par le nouveau *Forward Capacity Market* mis en place par ISO-New England au profit des producteurs d'énergie de la Nouvelle-Angleterre, notamment les centrales à base de résidus de bois, qui s'engagent à maintenir leur capacité en place. En 2007, ce nouveau véhicule a rapporté une contribution additionnelle de 3,7 M\$ aux produits et au BAIIA du secteur des résidus de bois de Boralex. Jumelé à la hausse des prix de vente de l'électricité au cours des deux dernières années, à l'obtention de crédits d'impôts américains pour la production d'énergie renouvelable à base de résidus de bois, ainsi qu'aux stratégies mises de l'avant par le secteur des résidus de bois pour optimiser son approvisionnement en matières premières, ses ventes d'électricité et les opérations des centrales, l'accès à des sources de revenus et de profits récurrents, en particulier au marché des RECs du Connecticut, a favorisé un redressement important de la performance financière de ce secteur depuis 2004, et a ainsi contribué de façon significative à la croissance des résultats consolidés de la Société.

La direction de Boralex est d'avis que le marché des RECs offre, à moyen terme, un potentiel intéressant de revenus et de profits récurrents pour son secteur des résidus de bois. La Société évalue présentement la possibilité d'y qualifier éventuellement ses autres centrales.

Mentionnons également qu'il existe en Europe un système de vente de crédits verts auquel participent certains sites éoliens de Boralex en France. Cependant, ce système opérant sur une base volontaire, il ne génère pas encore de revenus significatifs pour la Société (de l'ordre de 0,7 M\$ en 2007).

CRÉDITS D'IMPÔT POUR LES CENTRALES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS, ET OPÉRATION DE MONÉTISATION

Suite à l'adoption du *American Jobs Creation Act* par le congrès américain, 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 les années 2006 et 2007. Conformément aux recommandations du chapitre 3805 du manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »), Boralex a enregistré 11,0 M\$ de ces crédits d'impôts en 2005, 10,6 M\$ en 2006 et 12,0 M\$ en 2007, portés en réduction des charges d'exploitation des centrales thermiques alimentées en résidus de bois.

Le 1^{er} décembre 2006, Boralex a conclu avec des investisseurs financiers une transaction portant sur la monétisation des crédits d'impôts américains à la production d'énergie renouvelable décrits

précédemment, auxquels ses centrales alimentées en résidus de bois ont droit jusqu'en 2009. Afin de transférer le crédit d'impôt à ces investisseurs, Boralex a effectué un transfert temporaire des titres participatifs indirects dans certaines des centrales américaines à base de résidus de bois. Boralex a reçu en contrepartie une somme en espèces de 14,5 M\$US (16,7 M\$) à la clôture de la transaction, ainsi qu'un billet conditionnel 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. Le billet conditionnel est payé trimestriellement en fonction du montant réel de crédits d'impôts gagnés par les centrales faisant l'objet du programme de monétisation. De plus, Boralex a reçu un billet de 68,0 M\$ qui sera repayé à même les flux monétaires générés par les centrales, ce qui permet à Boralex de conserver les droits sur 100 % des profits et des liquidités de ces centrales (sauf le crédit d'impôt). Dans le bilan consolidé de la Société, la contrepartie en espèces reçue en décembre 2006 est présentée dans le passif à titre d'*Autres passifs*, lesquels sont reconnus progressivement comme des revenus dans l'état consolidé des résultats, à mesure que les crédits d'impôts sont gagnés. Les montants attribuables à l'escompte accordé et à la valeur estimée du droit de rachat des intérêts sont comptabilisés dans les *Autres passifs* au bilan et à titre de *Frais de financement* à l'état des résultats de la Société.

Dans le cadre de la transaction, la Société a conservé 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. Boralex conserve également la totalité des

flux monétaires relatifs à l'exploitation de ces centrales. Les droits de rachat pourront être exercés lors du règlement final du billet conditionnel.

RECLASSEMENT DES POSTES LIÉS À L'OPÉRATION DE MONÉTISATION

Le but principal 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. La transaction permettait également de profiter de la valeur/temps de l'argent ainsi que de maximiser la valeur de réalisation des crédits d'impôts.

Puisqu'il s'agit en substance d'une transaction de financement, la direction a choisi de modifier sa présentation de l'opération au quatrième trimestre de 2007. Les montants antérieurement présentés sous le poste *Produits reportés* ont été inclus au poste *Autres passifs*. Au niveau de l'état des résultats, les *Crédits d'impôts pour énergie renouvelable* étaient présentés nets de l'escompte et des frais de financement, mais il a été jugé plus pertinent de présenter le montant brut des *Crédits d'impôts pour énergie renouvelable* et d'inclure l'escompte et les frais financiers dans les *Frais de financement*. De plus, l'amortissement des frais du programme de monétisation a été reclassé du poste *Amortissement* au poste *Frais de financement*. Ces reclassements n'ont eu aucun effet sur les flux de trésorerie de la Société.

Pour 2006, l'effet sur les résultats était négligeable puisque la transaction a été réalisée le 1^{er} décembre 2006. Par conséquent, l'état des résultats n'a pas été modifié. Les montants redressés pour l'exercice 2007 sont les suivants :

	31 MARS	30 JUIN	30 SEPTEMBRE	PÉRIODES DE TROIS MOIS 31 DÉCEMBRE	PÉRIODE DE DOUZE MOIS 31 DÉCEMBRE
	2007	2007	2007	2007	2007
(en milliers de dollars)					
CRÉDITS D'IMPÔTS POUR ÉNERGIE RENOUVELABLE					
Solde avant modification	3 116	2 174	2 551	2 049	9 890
Reclassement aux frais de financement	639	470	583	451	2 143
Solde redressé	3 755	2 644	3 134	2 500	12 033
FRAIS DE FINANCEMENT					
Solde avant modification	3 406	2 920	2 394	2 259	10 979
Reclassement de l'amortissement des frais du programme de monétisation	503	513	475	456	1 947
Reclassement des frais de financement liés au programme de monétisation	639	470	583	451	2 143
Solde redressé	4 548	3 903	3 452	3 166	15 069

EXPANSION DU SECTEUR ÉOLIEN

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 la région du 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. Le troisième site possède une puissance installée de 8 MW et est situé à Plouguin, en Bretagne. La mise en valeur de ces trois sites a nécessité un investissement d'environ 131 M\$ (89 M€) financé, en grande 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 des exercices 2006 et 2007.

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 visait à permettre l'accès aux liquidités nécessaires pour financer les nouveaux projets qui se présentent en France. Le 25 juin 2007, Boralex a complété le refinancement de certaines ententes de crédit françaises au moyen d'un nouveau financement cadre de 265 M€ (environ 380 M\$), qui servira au développement de ses projets éoliens en France jusqu'en 2010. Tout comme l'ancien financement, ce nouveau financement cadre, d'une taille et d'une durée plus importantes, est assuré par BNP Paribas S.A. à titre d'arrangeur, de banque initiale et d'agent. Ce financement cadre procure à Boralex une flexibilité accrue quant à la disponibilité des fonds en France et lui permet de bénéficier de conditions financières plus avantageuses, tenant compte de l'expérience accumulée par ses fermes éoliennes. (Pour plus de détails, voir rubrique *Analyse des principaux flux de trésorerie du trimestre et de l'exercice terminés le 31 décembre 2007* présentée plus loin dans ce rapport de gestion.)

Le 18 juillet 2007, Boralex a mis en service une septième ferme éolienne de 13,8 MW en France. Cette ferme appelée « La Citadelle » est située sur les communes de Saint-Agrève et de Desaignes en Ardèche. Elle comporte six éoliennes de 2,3 MW chacune et vend la totalité de l'énergie produite à EDF en vertu de contrats à long terme d'une durée de 15 ans. Le financement de ce projet a été assuré par le financement-cadre. En mars 2008, soit après la fin du dernier exercice, la Société aura augmenté de 4,6 MW la puissance installée de son site éolien d'Avignonet-Lauragais (France) pour la porter à 12,6 MW. Par conséquent, en date des présentes, le secteur éolien de Boralex regroupe 68 éoliennes, toutes situées en France, dont la puissance installée totalise maintenant 108 MW, soit 4,5 fois plus qu'à la fin de l'exercice 2004.

Boralex a entrepris récemment d'importer au Canada l'expertise de pointe qu'elle a acquise dans le secteur éolien en France. Le 9 juillet 2007, la Société a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec un développeur privé de projets d'énergie renouvelable basé en Ontario (Canada), afin d'acquérir les droits sur un portefeuille de neuf sites totalisant 90 MW dans le sud de l'Ontario. Chacun de ses sites possède un contrat de 20 ans avec Ontario Power Authority sous le programme standard d'énergie renouvelable (« RESOP » ou *Renewable Energy Standard Offer Program*). Boralex vise à mettre en service les trois premières fermes d'une puissance totale de 30 MW vers la fin de l'exercice 2008.

De plus, le 19 septembre 2007, la Société et son partenaire à part égale, Gaz Métro, ont annoncé au Québec le dépôt de trois soumissions pour des projets éoliens totalisant une capacité de 375,2 MW dans le cadre de l'appel d'offre d'Hydro-Québec de 2 000 MW d'énergie éolienne. La puissance installée projetée des trois parcs éoliens, tous situés sur les terres de la Seigneurie de Beaupré, propriété du Séminaire de Québec, est de 103,3 MW, 132,6 MW et 139,3 MW respectivement. Les projets éoliens de Boralex, qui s'inscrivent notamment dans sa stratégie de diversification sectorielle et géographique, sont décrits plus en détail à la rubrique *Perspectives* du présent rapport de gestion.

QUOTAS DE CO₂ EN FRANCE

À la suite de la mise en œuvre 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 d'utilisateur-payeur, 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 ont dépassé leur quota doivent s'en procurer davantage auprès d'autres entreprises qui, au contraire, ont suffisamment réduit leur niveau d'émissions atmosphériques pour se trouver en situation d'excédent.

Étant donné que la centrale alimentée au gaz naturel de Boralex, située à Blendecques (France), a interrompu ses activités de cogénération pendant sept mois au cours des années 2005, 2006 et 2007 en raison du coût élevé du gaz naturel, elle s'est ainsi trouvée en situation d'excédent de quotas de CO₂. Une partie de ses quotas excédentaires pour l'exercice 2005 a pu être vendue, générant une entrée d'environ 1 M\$ en 2005. En 2006, en plus de vendre ses excédents de quotas de CO₂ pour l'année en cours, la centrale a procédé à la vente anticipée de ses excédents prévus pour l'exercice 2007, ce qui a généré une entrée totale de 3,4 M\$ pour cet exercice. Bien que son quota ait été réduit pour la période de 2008 à 2012, comme la grande majorité des entreprises européennes, la Société estime qu'elle sera néanmoins en situation d'excédent. Ainsi, au quatrième trimestre de 2007, la centrale a conclu des contrats de vente à terme pour une partie de ses excédents de quotas de CO₂ prévus pour les années 2008 et 2009.

FINANCEMENTS CORPORATIFS

Le 27 janvier 2006, Boralex a mis en place un financement à long terme de 85 M\$ en remplacement de la marge de crédit corporative de 65 M\$ qui avait été émise en 2004. Ce financement consiste en un crédit rotatif d'une durée de trois ans, assorti de deux options de renouvellement d'un an. Les options de renouvellement ont été exercées en janvier 2007 et 2008. Ce crédit rotatif est garanti par le placement de Boralex dans le Fonds, selon une limite basée sur la valeur marchande des parts de fiducie du Fonds. Le but de ce financement était d'assurer à Boralex une flexibilité financière accrue afin de poursuivre son développement.

Le 7 juin 2007, la Société a clos un placement public de 7 333 334 actions de catégorie A pour un produit brut de 110,0 M\$. Au total, ce placement a généré un produit net de 105,3 M\$, lequel a été utilisé pour réduire temporairement les sommes empruntées sur le crédit rotatif de Boralex. Le solde du produit a été investi temporairement dans des acceptations bancaires. Cet apport de capital a renforcé significativement le bilan de Boralex, ce qui lui permet d'envisager des projets d'expansion d'envergure. Il est à noter que la Société n'a aucunement été exposée au papier commercial adossé à des actifs.

(Pour plus de détails, voir rubrique *Analyse des principaux flux de trésorerie du trimestre et de l'exercice terminés le 31 décembre 2007* de ce rapport de gestion.)

**RENSEIGNEMENTS CONSOLIDÉS CHOISIS POUR LES TRIMESTRES
ET LES EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2007 ET 2006**

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

	TRIMESTRES TERMINÉS LES		EXERCICES TERMINÉS LES	
	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE
	2007	2006 ⁽¹⁾	2007	2006 ⁽¹⁾
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	8 034	7 757	27 210	23 174
Centrales hydroélectriques	2 520	2 867	9 137	10 939
Centrales thermiques – résidus de bois	29 973	19 891	111 860	71 126
Centrale thermique – gaz naturel	4 857	4 954	14 609	14 763
	45 384	35 469	162 816	120 002
BAIIA				
Sites éoliens	7 020	6 782	22 833	19 766
Centrales hydroélectriques	1 640	1 974	5 424	7 481
Centrales thermiques – résidus de bois	10 673	1 167	33 017	5 586
Centrale thermique – gaz naturel	714	1 322	2 271	5 405
Corporatif et éliminations	(1 421)	715	(2 792)	4 584
	18 626	11 960	60 753	42 822
BÉNÉFICE NET	5 913	4 636	21 545	14 721
par action (de base)	0,16 \$	0,15 \$	0,63 \$	0,49 \$
par action (dilué)	0,15 \$	0,15 \$	0,62 \$	0,48 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 454 625	30 049 586	34 403 033	30 033 885

(1) Le bénéfice net du quatrième trimestre et de l'exercice terminés le 31 décembre 2006 a été redressé pour refléter la modification effectuée en 2007 de la méthode d'amortissement de la centrale alimentée au gaz naturel et de deux sites éoliens.

**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 et la marge brute d'auto-financement comme mesures de performance. Bien qu'ils ne sont pas des mesures conformes aux PCGR du Canada, la direction est d'avis que le BAIIA et la marge brute d'auto-financement représentent des indicateurs financiers largement utilisés 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 ces mesures ne sont pas établies conformément aux PCGR, elles pourraient ne pas être comparables 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 du bénéfice net :

	TRIMESTRES TERMINÉS LES		EXERCICES TERMINÉS LES	
	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE
(en milliers de dollars)	2007	2006	2007	2006
		(REDRESSÉ)		(REDRESSÉ)
Bénéfice net	5 913	4 636	21 545	14 721
Part des actionnaires sans contrôle	34	42	(70)	168
Charge (recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	3 661	(2 988)	8 457	(5 924)
Frais de financement	3 166	3 878	15 069	12 681
Instruments financiers	368	–	(5 875)	–
Amortissement	5 484	6 392	21 627	21 176
BAIIA	18 626	11 960	60 753	42 822

La marge brute d'autofinancement correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement. La direction et les investisseurs utilisent cette mesure afin de juger des liquidités générés par l'exploitation de la Société et sa capacité de financer son expansion à même ces liquidités. En effet la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement peut fluctuer de façon considérable d'un trimestre à l'autre et ce, en raison du caractère saisonnier des activités de la Société, combiné aux activités de développement qui engendrent des fortes variations

des comptes créditeurs durant la période de construction ainsi qu'un investissement dans le fonds de roulement lors du démarrage des projets. Les comptes débiteurs peuvent également varier de façon importante lorsque la Société se qualifie sur des nouveaux marchés d'énergie renouvelable. Cependant, les investisseurs ne doivent pas considérer la marge brute d'autofinancement comme un critère remplaçant les flux de trésorerie liés aux activités d'explication, ce qui est une mesure conforme aux PCGR.

Le tableau suivant réconcilie la marge brute d'autofinancement aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :

	TRIMESTRES TERMINÉS LES		EXERCICES TERMINÉS LES	
	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE	31 DÉCEMBRE
(en milliers de dollars)	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	6 021	5 583	35 057	13 805
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	9 995	2 359	16 491	10 713
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	16 016	7 942	51 548	24 518

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007

Le tableau suivant présente les principaux écarts expliquant la variation du bénéfice net des exercices 2006 et 2007 :

	BÉNÉFICE NET (EN M\$)	PAR ACTION (EN DOLLARS)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006	14,7	0,49
Variation du BAIIA	18,0	0,52
Amortissement	(0,4)	(0,01)
Instruments financiers	5,9	0,17
Frais de financement	(2,4)	(0,07)
Impôts sur les bénéfices	(14,4)	(0,42)
Autres	0,1	0,01
Effet de l'émission d'actions de juin 2007	-	(0,06)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007	21,5	0,63

Au cours de l'exercice 2007, Boralex a réalisé un bénéfice net de 21,5 M\$ ou de 0,63 \$ par action (0,62 \$ dilué), comparativement à un bénéfice net de 14,7 M\$ ou 0,49 \$ par action (0,48 \$ dilué) en 2006.

Tel qu'il apparaît au tableau précédent et comme il sera discuté plus en détail dans le texte qui suit, l'augmentation de 6,8 M\$ ou de 0,14 \$ par action du bénéfice net annuel de Boralex est principalement attribuable à la croissance de son BAIIA consolidé. De plus, Boralex a enregistré un gain net de 5,9 M\$ sur instruments financiers au cours du deuxième trimestre.

L'augmentation des frais de financement provient principalement de l'amortissement des frais du programme de monétisation, de l'escompte et des frais financiers liés à ce même programme, et de la nouvelle dette émise pour construire le site de La Citadelle, ce qui n'a pu être compensé par l'économie de frais financiers réalisée grâce à l'émission d'actions de juin 2007. Finalement, la charge d'impôts sur le bénéfice a augmenté du fait que les montants liés aux crédits d'impôts monétisés deviennent maintenant imposables, ce qui n'était pas le cas pour la majeure partie de 2006.

Analyse des principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA

(en M\$)	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006	120,0	42,8
Mises en service	2,6	0,5
Volume	10,0	(0,1)
Prix	9,7	9,7
RECs et crédits verts	20,0	20,0
Primes de puissance	3,6	3,6
Quotas CO ₂	-	(3,2)
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	-	2,0
Conversion des filiales autonomes	(3,1)	(0,2)
Coûts des matières premières	-	(6,9)
Entretien	-	1,8
Frais d'administration	-	(3,9)
Part dans les résultats du Fonds	-	(3,3)
Frais de développement	-	(0,6)
Autres	-	(1,4)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007	162,8	60,8

PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Au cours de l'exercice 2007, les produits de la vente d'énergie ont totalisé 162,8 M\$ par rapport à 120,0 M\$ en 2006. Tel qu'il est expliqué en détail à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2007* du présent rapport de gestion, cette croissance de 42,8 M\$ ou de 35,7 % des produits consolidés provenant de la vente d'énergie est en très grande partie attribuable au secteur des résidus de bois. Les principaux facteurs ayant influé sur l'évolution des produits consolidés de la vente d'énergie au cours de l'exercice 2007 sont les suivants :

- Boralex a enregistré une augmentation de 20,0 M\$ des revenus provenant de la vente de RECs et crédits verts, lesquels ont totalisé 25,6 M\$ par rapport à 5,6 M\$ en 2006. Près de 89 % des produits provenant de la vente de RECs pour l'année 2007 ont été perçus dans le marché du Connecticut par les centrales à base de résidus de bois de Stratton et de Livermore Falls. En effet, la centrale de Stratton a pratiquement quadruplé ses ventes de RECs, qui ont atteint plus de 15,4 M\$ en 2007, à la faveur du raffermissement de la demande et des prix dans ce marché au Connecticut. La centrale de Livermore Falls a quant à elle été qualifiée au marché des RECs du Connecticut au quatrième trimestre de 2007, avec effet rétroactif pour sa production débutant au deuxième trimestre ; elle a ainsi généré des ventes de RECs additionnelles de 7,3 M\$. La centrale à base de résidus de bois de Chateaugay a perçu des revenus de RECs d'environ 2,1 M\$ dans le marché de l'État de New York. Enfin, certaines fermes éoliennes de Boralex en France ont transigé sur le marché européen des crédits verts, ce qui a produit des revenus de 0,7 M\$;
- Boralex a bénéficié d'une augmentation de 12,1 % de son volume de production total d'électricité, lequel a atteint 1 544 158 MWh en 2007 par rapport à 1 377 053 MWh en 2006, ce qui a contribué à hausser ses produits de 12,6 M\$.

- De ce montant, des produits additionnels de 10,0 M\$ sont attribuables à une augmentation de la production des centrales existantes, surtout celles alimentées en résidus de bois, tandis que le solde de 2,6 M\$ représente la contribution des nouveaux centres de production qui se sont ajoutés pendant l'année, soit la ferme éolienne de La Citadelle inaugurée en juillet 2007 et la centrale aux résidus de bois de Stacyville, laquelle n'a été opérante que pendant deux mois seulement, au premier trimestre de 2007. De façon générale, l'augmentation des revenus du secteur aux résidus de bois et du secteur éolien, jumelée à une légère augmentation de la production de la centrale au gaz naturel, a largement compensé la baisse de 1,8 M\$ de revenus provenant du secteur hydroélectrique ;
- l'augmentation d'environ 6 % du prix de vente moyen par MWh de l'électricité vendue par l'ensemble des centrales de la Société a généré des revenus additionnels de 9,7 M\$, en majeure partie attribuable au secteur des résidus de bois. En plus d'une hausse de 7 % du prix de vente moyen (en \$US) obtenu sur le marché libre du nord-est des États-Unis, celui-ci a bénéficié de l'entrée en vigueur, au début de l'exercice 2007, de nouveaux contrats de vente pour les centrales d'Ashland et de Fort Fairfield selon des termes reflétant davantage les conditions actuelles du marché ;
 - la Société a comptabilisé de revenus additionnels de 3,6 M\$ sous forme de primes de puissance, majoritairement grâce au nouveau *Forward Capacity Market* mis en place en décembre 2006 dans le nord-est des États-Unis, lequel permet aux producteurs d'énergie de toucher des redevances sur leur engagement à maintenir leur puissance en place. Boralex a ainsi commencé en 2007 à se prévaloir de cette nouvelle source de revenus récurrents dont bénéficie principalement son secteur des résidus de bois. Certaines de ses centrales hydroélectriques des États-Unis profitent aussi d'un programme similaire dans l'État de New York.

Signalons, cependant, que la fluctuation des taux de change, en particulier entre le dollar canadien et la devise américaine, a eu une incidence défavorable de 3,1 M\$ sur les produits consolidés de l'exercice 2007.

AUTRES PRODUITS

Boralex a perçu 14,9 M\$ en produits autres que les produits de la vente d'énergie au cours de l'exercice 2007, comparativement à 20,3 M\$ en 2006. Cette diminution de 5,4 M\$ ou de 27,0 % est en majeure partie attribuable aux facteurs suivants :

- la part de Boralex dans les résultats du Fonds a subi un recul de 3,3 M\$ en raison du déclin de la performance financière du Fonds en 2007 par rapport à 2006. Ce recul est dû à des conditions d'hydraulicité beaucoup moins bonnes que l'année précédente et inférieures aux moyennes historiques, à l'impact défavorable de l'appréciation du dollar canadien par rapport à la devise américaine, ainsi qu'à certaines dépenses non récurrentes encourues par le Fonds en 2007, la plupart étant liées au processus de revue stratégique;
- Boralex a subi un manque à gagner de 3,2 M\$ dû au fait que contrairement à 2006, la centrale au gaz naturel de Blendecques (France) n'a pas enregistré de ventes de droits d'émission de CO₂ excédentaires en 2007. En effet, celle-ci a profité de prix avantageux au cours de l'année 2006 pour procéder à la vente anticipée de ses excédents de CO₂ prévus pour l'année 2007;
- Boralex a disposé d'un site éolien en développement pour une somme de 1,1 M\$ puisque celui-ci ne rencontrait pas tous les objectifs.

Au quatrième trimestre de l'exercice 2007, le Fonds a radié l'écart d'acquisition de sa centrale au gaz naturel de Kingsey Falls (Québec) pour un montant de 14,0 M\$. Étant donné que la quote-part de Boralex dans cet écart d'acquisition n'avait pas été constatée dans les livres de Boralex lors de la création du Fonds en 2002, cette radiation n'a pas eu d'effet sur les résultats de Boralex. En effet, puisque Boralex avait conservé une portion des parts du Fonds, les règles comptables ne lui permettaient pas d'enregistrer sa proportion de l'augmentation de valeur des actifs transférés en échange de participations dans le Fonds.

BAIIA

Le BAIIA consolidé de l'exercice 2007 s'est chiffré à 60,8 M\$, affichant une augmentation de 18,0 M\$ ou de 42,1 % par rapport à 2006. Cette bonne performance est attribuable aux principaux éléments suivants :

- l'augmentation des ventes de RECs et de crédits verts a contribué directement au BAIIA consolidé pour un montant de 20,0 M\$, essentiellement attribuable au secteur des résidus de bois;
- la hausse du prix de vente moyen de l'électricité a eu une incidence favorable directe de 9,7 M\$ sur le BAIIA consolidé annuel;
- les primes de puissance accordées à certaines centrales américaines de la Société ont généré un BAIIA additionnel de 3,6 M\$;

- l'augmentation de la production des centrales aux résidus de bois a permis à la Société de gagner 2,0 M\$ de crédits d'impôts additionnels;
- finalement, tel que discuté à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2007*, la Société a bénéficié d'une diminution de 1,8 M\$ de ses dépenses d'entretien et de réparation, attribuable au secteur des résidus de bois.

L'augmentation du volume total de production provenant de la mise en service de centrales et de la production accrue des centrales existantes a eu un effet net favorable de 0,4 M\$ sur le BAIIA. La contribution additionnelle de la ferme éolienne de La Citadelle a été partiellement annulée par les frais liés au maintien à l'arrêt de la centrale aux résidus de bois de Stacyville. En ce qui concerne les centrales existantes, la hausse de volume des centrales aux résidus du bois n'a pu compenser la baisse de production des centrales hydroélectriques. En effet, puisque les centrales hydroélectriques ont une structure de coût relativement fixe, leur BAIIA est affecté directement par les baisses de volume de production, ce qui n'est pas le cas des centrales aux résidus de bois. D'autre part, les principaux éléments qui ont eu un impact défavorable sur le BAIIA consolidé de l'exercice 2007 sont les suivants :

- la baisse de la part de la Société dans les résultats du Fonds a affecté le BAIIA de 3,3 M\$, dû au recul de la performance du Fonds attribuable aux faibles conditions d'hydraulicité, à l'impact défavorable de la montée du dollar canadien sur la performance des centrales américaine du Fonds et à certains frais non récurrents;
- Boralex a dû supporter une augmentation de 6,9 M\$ du coût de l'approvisionnement de ses centrales en résidus de bois, en raison de la rareté de cette ressource par rapport à la demande et des coûts de transport plus élevés occasionnés par l'augmentation des prix du pétrole et de ses produits dérivés. De plus, ce secteur de Boralex utilise des résidus forestiers de meilleure qualité, donc plus dispendieux, en vertu notamment de sa stratégie d'optimisation de la production de ses centrales. Cependant, l'utilisation de ressource de plus haute qualité lui a permis d'améliorer de 5 % le taux de combustion moyen des centrales aux résidus de bois par rapport à 2006, ce qui a en partie compensé financièrement pour la hausse des prix des résidus de bois. La direction est d'avis que le coût de ces derniers continuera à subir des pressions à la hausse à court et moyen terme en raison de la rareté de la ressource et des frais de transport élevés;
- Boralex a enregistré une augmentation de 3,9 M\$ de ses frais d'administration. Celle-ci s'explique par plusieurs éléments, dont certains ajouts à l'équipe de direction et l'embauche de nouvelles ressources depuis l'an dernier afin de mener à bien les divers projets de développement de la Société, une augmentation du coût de la rémunération à base d'actions résultant de la hausse du cours de l'action de Boralex, un accroissement de la taxe sur capital et une augmentation des honoraires professionnels associés principalement au secteur des résidus de bois;

- le manque à gagner de 3,2 M\$ mentionné précédemment sur la vente des droits d'émission de CO₂ excédentaires de la centrale française au gaz naturel a eu un impact défavorable équivalent sur le BAIIA;
- l'intensification des activités de développement de la Société a engendré des coûts additionnels de 0,6 M\$;
- finalement, le BAIIA a été affecté par d'autres éléments dont principalement la radiation de pièces d'équipements endommagées et l'effet de l'appréciation du dollar canadien sur des soldes exprimés en dollars américains mais détenus au Canada.

(Une analyse plus détaillée de l'évolution des produits et du BAIIA des différents secteurs est présentée à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2007*.)

AMORTISSEMENT, INSTRUMENTS FINANCIERS, FRAIS DE FINANCEMENT ET BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

La dépense d'amortissement a totalisé 21,6 M\$ au cours de l'exercice 2007 par rapport à 21,2 M\$ en 2006. Cette augmentation s'explique principalement par la mise en service de la nouvelle ferme éolienne de La Citadelle et l'augmentation de la production dans les centrales aux résidus de bois. Ces augmentations ont été partiellement compensées par l'effet de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les frais de financement se sont établis à 15,1 M\$ en 2007 par rapport à 12,7 M\$ en 2006. Cette augmentation de 18,9 % ou de 2,4 M\$ résulte en majeure partie de deux facteurs. Premièrement, les frais de financement ont augmenté d'environ 4 M\$ en raison de l'amortissement des frais de mise en place du programme de monétisation, des frais d'intérêt et de l'escompte qui y sont associés. Deuxièmement, une dette d'environ 17 M\$ a été émise dans le cadre de la construction de la ferme éolienne de La Citadelle. Par contre, l'émission d'actions réalisée en 2007 a permis d'économiser des frais d'intérêt sur la marge de crédit qui a été remboursée et, en surplus, de gagner des revenus d'intérêt sur les sommes investies.

Conséquemment, Boralex a enregistré un bénéfice avant impôts sur le bénéfice de 29,9 M\$ en 2007, par rapport à un bénéfice avant impôts de 9,0 M\$ en 2006.

CHARGE (RECOUVREMENT) D'IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Au cours de l'exercice 2007, la charge d'impôts de Boralex s'est établie à 8,5 M\$ par rapport à un recouvrement d'impôts de 5,9 M\$ en 2006, soit une variation défavorable de 14,4 M\$. Cet écart vient de deux principaux facteurs :

- les crédits d'impôts pour énergie renouvelable ont été monétisés à partir du 1^{er} décembre 2006. Ce montant n'était donc pas sujet à l'impôt durant les onze premiers mois, ce qui explique une augmentation d'environ 4 M\$ de la charge d'impôts ;
- le bénéfice avant impôts de Boralex a augmenté de façon significative en 2007, soit de 20,9 M\$. Ceci explique aussi une augmentation de la charge d'impôts d'environ 8,4 M\$, puisque l'amélioration de la rentabilité provient surtout des opérations américaines.

L'effet de la réduction des taux d'impôts au Canada a eu un effet favorable de 2,1 M\$ en 2007 et de 2,3 M\$ en 2006. Finalement, en 2006, Boralex avait renversé certaines provisions d'impôts relatives à des risques fiscaux qui ne s'étaient pas matérialisés pour un montant d'environ 1,7 M\$ alors qu'elle en a renversé environ 0,5 M\$ en 2007.

Compte tenu des différentes juridictions, le taux statuaire combiné de Boralex se situe normalement à environ 38 %. Cependant, la proportion de dividendes inclus dans les distributions du Fonds pouvant varier selon les montants de la trésorerie américaine que le Fonds rapatrie au Canada pour effectuer ses distributions, cet élément peut faire diminuer de façon significative le taux d'impôt consolidé de Boralex.

BÉNÉFICE NET

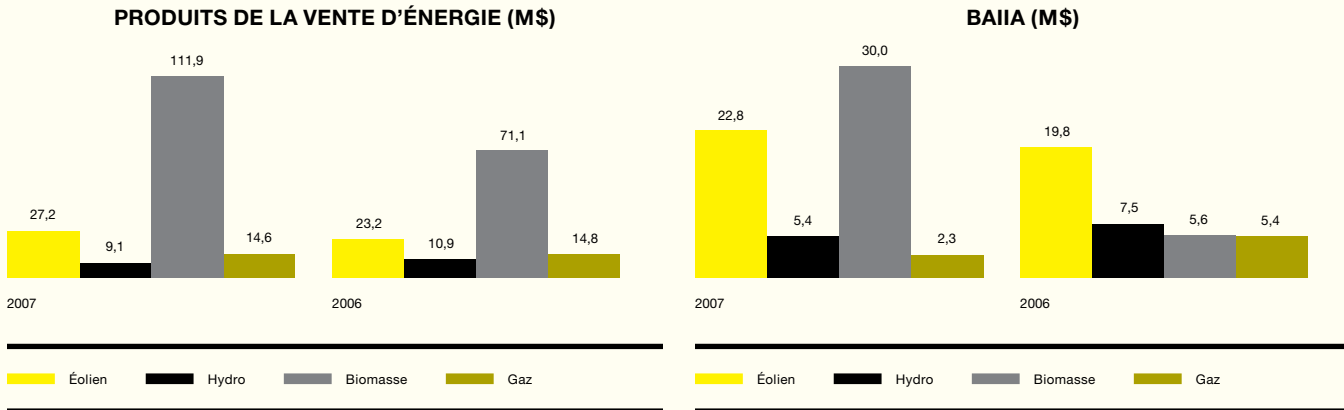
Ainsi, Boralex a clos l'exercice 2007 avec un bénéfice net de 21,5 M\$ ou 0,63 \$ par action (0,62 \$ dilué), comparativement à un bénéfice net de 14,7 M\$ ou 0,49 \$ par action (0,48 \$ dilué) en 2006, soit une hausse de 46,3 %. Le nombre moyen pondéré d'actions en circulation s'est situé à 34,4 millions en 2007 par rapport à 30 millions en 2006, soit une hausse de 14,7 % en raison de l'émission du 7 juin 2007.

En résumé, Boralex a affiché une amélioration significative de ses résultats au cours de l'exercice 2007, incluant une croissance de 35,7 % de ses produits d'énergie, de 42,1 % de son BAIIA, de 232,2 % de son bénéfice avant impôts et de 46,3 % de son bénéfice net. Cette performance est principalement attribuable au secteur des résidus de bois et au secteur éolien, plus précisément :

- à la vigueur du marché des RECs ;
- à une meilleure disponibilité et productivité des centrales aux résidus de bois et des sites éoliens ;
- à la mise en service d'un nouveau site éolien ;
- aux retombées du programme d'optimisation des centrales aux résidus de bois entrepris en 2005 ;
- à la bonification des contrats de vente de certaines centrales ;
- à l'augmentation des prix de vente ;
- à la perception de revenus récurrents additionnels sur le *Forward Capacity Market*.

ANALYSE DES PERFORMANCES SECTORIELLES DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007

RÉPARTITION SECTORIELLE



Au cours de l'exercice 2007, l'augmentation des ventes de RECs jumelée à l'amélioration de la production et des prix de vente d'électricité des centrales alimentées en résidus de bois, a fait en sorte que ce secteur a généré 68,7 % des produits consolidés de la vente d'énergie de Boralex, par rapport à 59,3 % en 2006. Ceci a fait reculer la part relative du secteur éolien qui, malgré la croissance de ses revenus, est passée de 19,3 % en 2006 à 16,7 % en 2007.

L'amélioration de la rentabilité du secteur des résidus de bois lui a aussi permis de fortement augmenter sa contribution au BAIIA consolidé (excluant le secteur *Corporatif et éliminations*), laquelle est passée de 14,6 % en 2006 à 52,0 % en 2007. Par conséquent, et malgré une amélioration de son BAIIA en dollars, la contribution en pourcentage du secteur éolien est passée de 51,7 % en 2006 à 35,9 % en 2007 en raison de la forte performance du secteur des résidus de bois.

SITES ÉOLIENS

Analyse des principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA

(en M\$)	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006	23,2	19,8
Mise en service	2,0	1,7
Volume	0,4	0,4
Prix	0,4	0,4
Crédits verts	0,6	0,6
Conversion des filiales autonomes	0,6	0,6
Entretien	-	(0,5)
Autres	-	(0,2)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007	27,2	22,8

Au cours de l'exercice 2007, les produits du secteur éolien se sont accrus de 4,0 M\$ ou de 17,2 % pour se chiffrer à 27,2 M\$. Ce secteur a produit 208 710 MWh d'électricité en 2007 par rapport à 189 964 MWh en 2006, soit une hausse de 9,8 % qui a généré des produits additionnels de 2,4 M\$. La principale source de cette augmentation a été la mise en service de la ferme de La Citadelle le 18 juillet 2007, qui a apporté une contribution

de 2,0 M\$ aux produits sectoriels de l'exercice. Cette septième ferme éolienne de Boralex en France, comptant six éoliennes d'une puissance de 2,3 MW chacune, soit un total de 13,8 MW, a porté à près de 103 MW la puissance installée totale du secteur éolien de la Société en date du 31 décembre 2007. En outre, la plupart des sites éoliens existants ont accru leur production en 2007, à la faveur de conditions de vent généralement favorables

et d'une bonne disponibilité des équipements. Cependant, la ferme de Cham de Cham Longe a connu une faible disponibilité dans la seconde moitié de l'année à la suite du bris d'une pale frappée par la foudre au mois de juin. La Société a entrepris des démarches afin de recevoir un dédommagement pour cette perte de revenus, mais aucun règlement n'avait eu lieu au 31 décembre 2007. Dans l'ensemble, l'augmentation du volume de production des centrales existantes a généré des produits additionnels de 0,4 M\$. Enfin, les revenus du secteur éolien ont aussi bénéficié d'une augmentation de la vente de crédits verts de 0,6 M\$, de l'indexation du prix de vente de l'électricité qui a généré des produits additionnels de 0,4 M\$, et de l'incidence favorable de 0,6 M\$ de la hausse de l'euro par rapport à la devise canadienne.

Le BAIIA annuel de ce secteur s'est accru de 3,0 M\$, soit de 15,2 %, pour atteindre 22,8 M\$. Compte tenu de sa structure de coût relativement fixe et des importants investissements requis initialement, la marge de BAIIA du secteur éolien par rapport à ses revenus s'est établie à 83,8 % (85,3 % en 2006),

par rapport à une marge de BAIIA moyenne de 39,0 % (31,9 % en 2006) pour l'ensemble des secteurs, excluant le secteur corporatif et les éliminations. L'augmentation du BAIIA sectoriel est principalement attribuable à l'accroissement du volume de production, en particulier la mise en service du site de La Citadelle. Elle a également été favorisée par la vente de crédits verts, l'indexation du prix de vente de l'électricité et l'incidence favorable de la fluctuation des taux de change. Par contre, le secteur éolien a connu une augmentation de 0,5 M\$ de ses frais d'entretien, principalement liée à l'incident survenu à Cham de Cham Longe. Il a également encouru certains frais supplémentaires, pour la plupart liés à son développement, notamment au chapitre des salaires et avantages sociaux et des taxes et loyers.

Au premier trimestre de l'exercice 2008, la puissance installée de la ferme d'Avignonet-Lauragais sera accrue de 4,6 MW. De plus, tout en poursuivant ses efforts de développement en France, Boralex œuvre à établir sa présence dans le marché éolien du Canada. (Pour plus de détails sur les projets du secteur éolien, voir rubrique *Perspectives* du rapport de gestion.)

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Analyse des principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA

(en M\$)	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006	10,9	7,5
Volume	(2,4)	(2,4)
Prix	0,9	0,9
Primes de puissance	0,3	0,3
Conversion des filiales autonomes	(0,6)	(0,5)
Autres	–	(0,4)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007	9,1	5,4

MOYENNE HISTORIQUE DE LA PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWH)*

Quatrième trimestre	30 911
Annuelle	114 868

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

Les centrales hydroélectriques ont réalisé des produits de 9,1 M\$ en 2007 comparativement à 10,9 M\$ en 2006, soit une baisse de 1,8 M\$ ou de 16,5 %. La montée du dollar canadien par rapport à la devise américaine a eu une incidence défavorable de 0,6 M\$ sur les produits de ce secteur, sans quoi leur baisse réelle aurait été d'environ 11 %. Celle-ci est essentiellement attribuable à une diminution de 22,9 % du volume de production des centrales, lequel s'est chiffré à 106 762 MWh en 2007 par rapport à 138 518 MWh en 2006, en raison de conditions d'hydraulicité beaucoup moins favorables que l'année précé-

dente. En effet, alors que la production avait été de 22,2 % supérieure aux moyennes historiques en 2006, elle a été de 7,1 % inférieure aux moyennes historiques en 2007. De plus, la centrale sur la rivière St-François, au Québec, a été arrêtée pendant cinq semaines pour réparer certains équipements. Ces facteurs défavorables ont cependant été atténués par les produits additionnels de 0,9 M\$ générés par l'augmentation des prix de vente de l'électricité et par les primes de puissance de 0,3 M\$ perçues dans l'État de New York.

Jumelés aux frais d'entretien plus élevés ainsi qu'à la radiation d'immobilisations occasionnée par le bris à la centrale de St-François, la baisse du volume de production et l'incidence défavorable de la fluctuation des devises sont les principales

responsables du recul de 2,1 M\$, soit de 28,0 % du BAIIA de ce secteur, lequel s'est établi à 5,4 M\$. Ces facteurs ont toutefois été en partie compensés par la hausse des prix de vente et par les primes de puissance.

CENTRALES THERMIQUES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS

Analyse des principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA

(en M\$)	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006	71,1	5,6
Mise en service	0,6	(1,2)
Volume	11,6	1,9
Prix	9,4	9,4
RECs	19,4	19,4
Primes de puissance	3,2	3,2
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	-	2,0
Conversion des filiales autonomes	(3,4)	(0,3)
Coûts des matières premières	-	(6,9)
Entretien	-	2,2
Autres	-	(2,3)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007	111,9	33,0

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les produits des centrales alimentées en résidus de bois ont totalisé 111,9 M\$, en hausse de 40,8 M\$, soit de 57,4 % sur les produits de 71,1 M\$ de 2006. Notons que l'appréciation du dollar canadien par rapport à la devise américaine a eu une incidence défavorable de 3,4 M\$ sur les produits de ce secteur, sans quoi leur croissance aurait été de plus de 62,2 %. Les facteurs ayant contribué à cette forte croissance sont, dans l'ordre suivant : l'augmentation des ventes de RECs sur le marché du Connecticut, l'accroissement du volume de production des centrales, la hausse de leur prix de vente moyen d'électricité, et la perception de primes de puissance sur le *Forward Capacity Market*.

- en premier lieu, le secteur des résidus de bois a enregistré des produits de 24,8 M\$ provenant de la vente de RECs, soit une augmentation de 19,4 M\$. Profitant du raffermissement de la demande et des prix dans le marché des RECs du Connecticut, la centrale de Stratton a pratiquement quintuplé ses ventes de RECs qui ont atteint plus de 15,4 M\$ en 2007. De plus, la centrale de Livermore Falls a été qualifiée au marché des RECs du Connecticut au quatrième trimestre de 2007, avec effet rétroactif au 1^{er} avril 2007, soit à partir du début du

deuxième trimestre. Cette centrale a ainsi enregistré des ventes de RECs de 7,3 M\$ au quatrième trimestre, pour sa production des trois derniers trimestres de l'exercice 2007. Enfin, la centrale de Chateaugay a réalisé des ventes de RECs d'environ 2,1 M\$ sur le marché de l'État de New York, par rapport à 1,7 M\$ en 2006. En date du 31 décembre 2007, les centrales de Stratton et de Livermore Falls détenaient des engagements fermes de vente de 52 M\$US pour des livraisons de RECs à être effectuées entre le 1^{er} janvier 2008 et le 31 décembre 2012. Ceci tend à confirmer la solidité de la tendance à la hausse de ce marché dans une perspective à moyen et long terme. À cet effet, l'État du Connecticut a décrété, à l'automne 2007, la prolongation du programme des RECs pour une période additionnelle de dix ans, soit jusqu'en 2020. Qui plus est, la proportion minimale d'énergie verte imposée aux distributeurs par l'État du Connecticut passera à 20 % en 2020, par rapport à 1,5 % au début du programme en 2005, et à 7 % en 2010 ;

- en deuxième lieu, le secteur des résidus de bois a produit 1 190 265 MWh d'électricité en 2007 par rapport à 1 010 206 MWh en 2006. Cette augmentation de 17,8 % a généré des produits

additionnels totalisant 12,2 M\$, dont 0,6 M\$ sont attribuables à la mise en service de la centrale de Stacyville pour une période de deux mois au premier trimestre 2007 alors qu'elle avait opéré seulement un mois au dernier trimestre de 2006, tandis que l'accroissement du volume de production des cinq centrales opérantes s'est traduit par des revenus additionnels de 11,6 M\$. Cette performance est en majeure partie attribuable à un environnement d'affaires plus favorable qui a incité les centrales à augmenter leur production, alors que celles-ci, en particulier la centrale de Stratton, avaient volontairement ralenti leur production en 2006 en raison des conditions de marché moins propices à leur rentabilité. De plus, la majorité des centrales à base de résidus de bois a bénéficié d'une meilleure disponibilité en 2007, grâce aux investissements effectués au cours des dernières années afin, notamment, d'améliorer la stabilité et la qualité de leur approvisionnement en matières premières et d'optimiser l'efficacité de leurs équipements de production. Entre autres, le renforcement des pratiques d'entretien préventif dans ce secteur aura permis de réduire le temps d'arrêt des machines attribuable aux bris imprévus et aux travaux d'entretien réguliers. Rappelons qu'en 2006, la centrale de Stratton avait été arrêtée pendant une période de 75 jours au deuxième trimestre en raison de bris successifs d'équipement, alors que la centrale de Fort Fairfield avait été frappée par la foudre, ce qui avait entraîné un arrêt de près d'un mois;

- en troisième lieu, les produits de ce secteur ont bénéficié d'une augmentation de 15 % (en \$US) du prix moyen de l'électricité vendue par ses centrales, ce qui a engendré des revenus supplémentaires de 9,4 M\$. Cette hausse du prix moyen est attribuable à l'augmentation des prix contractuels des centrales de Fort Fairfield et d'Ashland au début de l'exercice 2007, ainsi qu'à une hausse de l'ordre de 7 % (en \$US) du prix de vente moyen de l'électricité sur le marché libre par rapport au prix moyen de 2006. La direction prévoit que les prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis se maintiendront au cours de la prochaine année, compte tenu de la stabilité relative du prix du gaz naturel qui est la principale influence sur le prix de l'électricité dans le nord-est américain;
- finalement, le secteur aux résidus de bois de Boralex a perçu des primes de puissance additionnelles de 3,2 M\$ sur le *Forward Capacity Market* de la Nouvelle-Angleterre, lequel offre une redevance récurrente aux producteurs d'énergie, notamment aux centrales à base de résidus de bois, qui s'engagent à maintenir leur puissance en place.

Le BAIIA annuel du secteur des résidus de bois s'est accru de 27,4 M\$, passant de 5,6 M\$ en 2006 à 33,0 M\$ en 2007. La principale source de cette augmentation a été la vigueur des ventes de RECs, qui a eu un impact direct de 19,4 M\$ sur le BAIIA. La hausse du prix de vente moyen de l'électricité, de même que les primes de puissance, se sont également reflétées directement dans le BAIIA pour des montants respectifs de 9,4 M\$ et 3,2 M\$. De plus, la rentabilité du secteur des résidus de bois a bénéficié d'une diminution de 2,2 M\$ de ses frais d'entretien. Notons que la contribution positive de 1,9 M\$ au BAIIA attribuable à l'accroissement du volume de production a été atténuée par la variation défavorable de 1,2 M\$ des coûts liés à Stacyville. L'augmentation de la production a aussi permis à Boralex de générer 2,0 M\$ de plus en crédits d'impôts en 2007.

D'autre part, outre l'incidence défavorable de 0,3 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, le BAIIA du secteur des résidus de bois a été affecté par une hausse de 6,9 M\$ du coût de ses matières premières, en raison de la rareté de cette ressource et des coûts de transport plus élevés occasionnés par l'augmentation des prix du pétrole et de ses produits dérivés. De plus, Boralex utilise des résidus de meilleure qualité, donc plus dispendieux, en vertu de sa stratégie d'optimisation de la production de ses centrales et pour se conformer à la réglementation plus sévère régissant la production de RECs. Cependant, l'utilisation de ressources de plus haute qualité lui a permis d'améliorer de 5 % le taux de combustion moyen des centrales aux résidus de bois par rapport à 2006, ce qui a en partie compensé financièrement pour la hausse des prix des résidus de bois. La direction est d'avis que le coût de ces derniers continuera de subir des pressions à la hausse à court et moyen terme en raison de la rareté de la ressource et des frais de transport élevés.

Au cours de 2007, Boralex a aussi fait appel à divers spécialistes en combustion afin de l'aider à optimiser l'efficacité de ses usines ainsi que pour minimiser les investissements nécessaires pour les qualifier aux programmes de RECs. Suite à ces recommandations, Boralex a effectué certaines modifications à ses modes d'opération, ses procédés ainsi que sa méthode de traitement des gaz, ce qui a aussi eu l'effet d'augmenter ses coûts d'exploitation. Par contre, la direction pense que l'augmentation de ces coûts est largement compensée par les augmentations de revenus et les réductions qui ont ainsi été réalisées. Finalement, l'amélioration marquée de la rentabilité de ce secteur a évidemment eu une influence sur la rémunération variable des employés.

CENTRALE THERMIQUE DE COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL

Analyse des principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA

(en M\$)	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006	14,8	5,4
Volume	0,3	-
Prix	(0,9)	(0,9)
Quotas de CO ₂	-	(3,2)
Conversion des filiales autonomes	0,4	-
Autres	-	1,0
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007	14,6	2,3

Les produits de la vente d'énergie de la centrale au gaz naturel de Blendecques (France) se sont chiffrés à 14,6 M\$ par rapport à 14,8 M\$ en 2006. Cette baisse s'explique par la diminution du prix de la vapeur, dont l'effet a cependant été atténué par une augmentation du volume des ventes de vapeur et par l'incidence favorable de la hausse de l'euro par rapport au dollar canadien. Notons qu'à l'instar des exercices 2005 et 2006, compte tenu du coût élevé du gaz naturel, les équipements de cogénération de l'usine ont été arrêtés durant la période d'avril à octobre 2007. Par conséquent, sa production d'électricité a été comparable à celle de l'année précédente, soit de 38 421 MWh. Le client industriel de cette centrale a continué à être fourni en vapeur grâce à la chaudière auxiliaire. Comme en 2005 et 2006, la centrale a remis en opération ses équipements de cogénération en novembre 2007 et ce, jusqu'en avril 2008, alors qu'ils seront arrêtés à nouveau à moins que les coûts du gaz naturel baissent significativement et que la rentabilité

marginale de l'exploitation devienne positive, ce que la direction juge improbable actuellement.

Le BAIIA de cette centrale a diminué de 3,1 M\$ pour s'établir à 2,3 M\$ en 2007 par rapport à 5,4 M\$ en 2006. Outre la baisse du prix de la vapeur, qui a eu une incidence défavorable directe de 0,9 M\$ sur le BAIIA, cette diminution s'explique principalement par le fait que la centrale avait vendu pour 3,2 M\$ de droits d'émission de CO₂ excédentaires en 2006, incluant la vente anticipée de sa production de 2007, alors qu'elle n'avait plus aucun quota à vendre en 2007. Rappelons qu'au quatrième trimestre de l'exercice 2007, la centrale a conclu des contrats de vente à terme totalisant 1,8 M\$ pour une partie de ses CO₂ excédentaires prévus pour 2008 et de 2009. Cette centrale remet une ristourne à son client vapeur en fonction de sa rentabilité. Puisque des ventes de quotas de CO₂ de 3,2 M\$ avaient été effectuées en 2006, cette ristourne a diminué d'environ 0,8 M\$ par rapport à 2006.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU QUATRIÈME TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007

Analyse des principaux écarts dans le bénéfice net

	BÉNÉFICE NET (EN M\$)	PAR ACTION (EN DOLLARS)
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2006	4,6	0,15
Variation du BAIIA	6,6	0,18
Amortissement	0,9	0,02
Instruments financiers	(0,4)	(0,01)
Frais de financement	0,7	0,02
Impôts sur les bénéfices	(6,7)	(0,18)
Autres	0,2	0,01
Effet de l'émission d'actions de juin 2007	-	(0,03)
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2007	5,9	0,16

Au cours du quatrième trimestre de l'exercice 2007, Boralex a réalisé un bénéfice net de 5,9 M\$ ou de 0,16 \$ par action (0,15 \$ dilué), comparativement à un bénéfice net de 4,6 M\$ ou 0,15 \$ par action (de base et dilué) au même trimestre en 2006. L'augmentation du bénéfice net s'explique par deux principaux éléments, soit un accroissement important de la rentabilité d'exploitation du secteur des résidus de bois, principalement attribuable à la vente de RECs, ainsi que d'une baisse des frais

consolidés d'amortissement et de financement. L'augmentation de la charge d'impôts a toutefois réduit l'effet favorable de ces éléments sur le bénéfice net. Ces diverses variations sont discutées plus en détail dans le texte qui suit. Quant au bénéfice par action, sa croissance a été mitigée par l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions en circulation, qui est passé de 30,0 millions à 37,5 millions, en raison de l'émission d'actions du 7 juin 2007.

Analyse des principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA

(en M\$)	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	BAIIA
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2006	35,5	12,0
Mises en service	–	0,5
Volume	(0,6)	(1,5)
Prix	3,6	3,6
RECs et crédits verts	9,2	9,2
Primes de puissance	0,8	0,8
Quotas CO ₂	–	(0,3)
Conversion des filiales autonomes	(3,1)	(0,6)
Coûts des matières premières	–	(4,5)
Entretien	–	1,2
Frais d'administration	–	(1,2)
Part dans les résultats du Fonds	–	(0,9)
Autres	–	0,3
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2007	45,4	18,6

PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Les produits générés par la vente d'énergie se sont chiffrés à 45,4 M\$ au cours de la période de trois mois terminée le 31 décembre 2007, en hausse de 9,9 M\$, soit de 27,9 % sur les produits de 35,5 M\$ de la même période en 2006. Notons que la fluctuation des devises, principalement la montée du dollar canadien par rapport au dollar américain, a eu un impact défavorable significatif de 3,1 M\$ sur les produits, sans quoi leur croissance aurait été d'environ 37 %. Cette croissance est essentiellement attribuable au secteur des résidus de bois. L'évolution des produits sectoriels trimestriels a été comme suit :

- les produits du secteur des résidus de bois ont augmenté de 10,1 M\$, soit de 50,7 %, malgré l'incidence défavorable de 2,5 M\$ attribuable à la fluctuation des devises. À taux de change constant, leur croissance aurait été d'environ 63 %. Cette performance est en grande partie attribuable à la perception de revenus de 10,8 M\$ provenant de la vente de RECs, soit une hausse de 8,5 M\$ par rapport à 2,3 M\$ l'année précédente. Outre une augmentation des ventes de RECs de la centrale de Stratton par rapport à 2006, cette hausse provient principalement de la qualification de la centrale de Livermore Falls au programme des RECs du Connecticut, ce qui lui a permis d'enregistrer, au quatrième trimestre de 2007, sa production de RECs pour les deuxième, troisième et quatrième trimestres, d'une valeur totale de 7,3 M\$. De plus, l'augmentation du prix de vente moyen de l'électricité résultant du renouvellement des contrats de vente de deux des centrales au début de l'année et de la hausse générale des prix du marché a généré des revenus additionnels de 3,2 M\$. Enfin, ce secteur a perçu des primes de puissance additionnelles de 0,8 M\$ et légèrement accru son volume de production ;
- les produits de la vente d'énergie du secteur éolien ont augmenté de 3,6 % (augmentation de 5,3 % à taux de change constant). La contribution additionnelle du nouveau site

La Citadelle, les produits générés par la vente de crédits verts et l'indexation des prix de vente de l'électricité ont généré des revenus additionnels totaux de 1,8 M\$ dont l'impact, cependant, a été atténué par une baisse de 18,5 % du volume de production des sites existants. Celle-ci s'explique principalement par le fait que les conditions de vents avaient été meilleures au quatrième trimestre en 2006. Les productions du quatrième trimestre de 2007 sont environ 10 % sous les attentes à long terme ;

- les produits du secteur hydroélectrique ont décliné de 12,1 % en raison de la fluctuation des devises. À taux de change constant, ils ont été comparables à ceux du même trimestre en 2006. L'augmentation des prix de vente de l'électricité sur le marché a compensé pour la baisse de 15,8 % du volume de production attribuable à des conditions d'hydraulicité moins favorables qu'en 2006. En effet, celles-ci ont été de 3,2 % supérieures à la moyenne historique en 2007, alors qu'elles avaient été supérieures de 24,4 % à la moyenne historique en 2006 ;
- excluant l'impact de la fluctuation des devises, la centrale thermique au gaz naturel a réalisé des produits comparables à ceux de l'année précédente, la baisse du prix de la vapeur ayant été compensée par une légère augmentation du volume de production.

AUTRES PRODUITS

Borex a perçu 3,5 M\$ en produits autres que les produits de la vente d'énergie au quatrième trimestre de 2007, comparative-ment à des produits de 4,5 M\$ à la même période en 2006. Cette baisse s'explique par une diminution d'environ 0,9 M\$ de la part de Borex des résultats du Fonds attribuable à des conditions d'hydraulicité moins bonnes que l'année précédente, et à l'appréciation du dollar canadien par rapport à la devise américaine.

BAIIA

Le BAIIA consolidé du quatrième trimestre de 2007 s'est chiffré à 18,6 M\$, affichant une augmentation de 6,6 M\$, soit de 55,0 % sur le BAIIA de 12,0 M\$ de la même période en 2006. Les facteurs qui ont influé favorablement sur l'évolution du BAIIA trimestriel sont les suivants, en ordre d'importance :

- l'augmentation de 9,2 M\$ des revenus provenant de la vente de RECs s'est reflétée directement dans le BAIIA ;
- l'augmentation des prix de vente moyens d'électricité a eu une incidence directe de 3,6 M\$ sur le BAIIA ;
- la Société a bénéficié d'une diminution de 1,2 M\$ des frais d'entretien ;
- les primes de puissance provenant de *Forward Capacity Market* ont eu un effet direct sur le BAIIA de 0,8 M\$.

Cependant, la rentabilité du trimestre a été affectée par un certain nombre d'éléments défavorables, dont les principaux sont :

- la baisse de 0,9 M\$ de la part des résultats du Fonds résultant du recul des résultats opérationnels du Fonds ;
- une augmentation de 4,5 M\$ du coût des matières premières principalement attribuable au secteur des résidus de bois ;
- la baisse du volume de production, en particulier dans le secteur éolien, qui a eu une incidence de 1,5 M\$ sur le BAIIA ;
- une hausse de 1,2 M\$ des frais d'administration attribuable, notamment, au renforcement de l'équipe de Boralex, à une augmentation du coût de la rémunération à base d'actions et à un accroissement de la taxe sur capital.

Parmi les autres facteurs défavorables, mentionnons la fluctuation des devises, une diminution de la vente des droits d'émission de CO₂ excédentaires de la centrale française au gaz naturel, et les frais d'entretien de la centrale aux résidus de bois inopérante de Stacyville qui a effacé dans une large mesure les gains réalisés grâce à la mise en service de la ferme éolienne de La Citadelle.

L'évolution sectorielle du BAIIA trimestriel a été comme suit :

- le secteur des résidus de bois a été le principal contributeur au BAIIA consolidé, générant un BAIIA sectoriel de 10,7 M\$ par rapport à 1,2 M\$ l'année précédente. Cette performance est attribuable, dans l'ordre suivant, à l'augmentation de 8,7 M\$ de ses ventes de RECs en raison principalement de la qualification rétroactive de la centrale de Livermore Falls, à la contribution additionnelle de 3,2 M\$ générée par l'augmentation du prix de vente moyen d'électricité, à la baisse de 1,3 M\$ de ses frais d'entretien et à la perception additionnelle de 0,8 M\$ de primes de puissance. Ensemble, ces éléments ont contribué à une amélioration de 14,0 M\$ du BAIIA de ce secteur. Ceci a amplement compensé pour l'augmentation de 4,2 M\$ du coût de ses matières premières attribuable au prix élevé des résidus de bois qui résulte principalement de l'augmentation des coûts de transport et d'une proportion plus élevée d'utilisation de résidus forestiers. Le BAIIA trimestriel du secteur des résidus de bois a été pénalisé par d'autres facteurs de moindre importance, dont l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, les frais de maintenance de la centrale inopérante de Stacyville, et la hausse des certains frais d'administration ;

- le BAIIA du secteur éolien a augmenté d'environ 2,9 % pour se chiffrer à 7,0 M\$. L'apport additionnel de 1,0 M\$ provenant de la ferme de La Citadelle, la vente de 0,5 M\$ de crédits verts et l'indexation du prix de vente de l'électricité ont été atténués par la baisse du volume de production des sites existants, laquelle a affecté négativement le BAIIA de 1,4 M\$. Dans une moindre mesure, la rentabilité de ce secteur a aussi été affectée par une légère hausse des frais d'entretien attribuable à l'événement survenu au site de Cham de Cham Longe à l'été 2007, ainsi que par la fluctuation des devises ;
- malgré l'augmentation de son prix de vente moyen, le BAIIA trimestriel du secteur hydroélectrique a décliné de 0,4 M\$ en raison de la diminution du volume de production, de la hausse du dollar canadien et de la comptabilisation d'un produit d'assurance de 0,2 M\$ au quatrième trimestre de 2006 ;
- le BAIIA de la centrale thermique au gaz naturel a diminué de 0,6 M\$, sous l'effet conjugué de l'augmentation du coût du gaz naturel, de l'absence de ventes de droits d'émission de CO₂ excédentaires, d'une diminution du prix de vente de la vapeur et de la fluctuation des devises.

AMORTISSEMENT, INSTRUMENTS FINANCIERS, FRAIS DE FINANCEMENT ET BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

La dépense d'amortissement du quatrième trimestre s'est chiffrée à 5,5 M\$ en 2007, par rapport à 6,4 M\$ en 2006. Cette diminution de 14,1 % s'explique principalement par la radiation en 2006 d'une pièce d'équipement à la centrale de Stratton pour un montant de 0,7 M\$ ainsi que de l'amortissement en 2006 de la valeur du contrat de vente d'électricité de la centrale de Stacyville qui venait à échéance le 31 décembre 2006.

Les frais de financement se sont établis à 3,2 M\$ en 2007 par rapport à 3,9 M\$ en 2006. Cette baisse de 0,7 M\$ ou de 17,9 % s'explique principalement ainsi :

- une baisse d'environ 1,4 M\$ suite à l'émission d'actions de 2007 qui a permis à la Société de rembourser son crédit rotatif et d'investir le solde dans des placements garantis à court terme ;
- une augmentation causée par l'amortissement des frais de programme de monétisation ainsi que la comptabilisation de l'escompte et des frais de financement liés à ce programme pour un montant total d'environ 0,8 M\$. Il est à noter que le programme a été mis en place le 1^{er} décembre 2006, il y a donc deux mois de plus à considérer dans le quatrième trimestre de 2007 ;
- une baisse normale des frais d'intérêts en raison des remboursements périodiques effectués sur les dettes de la Société.

D'autre part, Boralex a comptabilisé une perte de 0,4 M\$ sur instruments financiers au quatrième trimestre, qui représente essentiellement la portion inefficace de ses swaps financiers d'électricité pour la période. Il est à noter que tous ces swaps se qualifient à la comptabilité de couverture et qu'ils sont hautement efficaces pour gérer le risque de prix du marché de l'électricité.

Ainsi, Boralex a réalisé un bénéfice avant impôts de 9,6 M\$ au quatrième trimestre de 2007, par rapport à un bénéfice avant impôts de 1,7 M\$ en 2006.

CHARGE (RECOUVREMENT) D'IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Au quatrième trimestre de l'exercice 2007, la charge d'impôts de Boralex s'est établie à 3,7 M\$ par rapport à un recouvrement d'impôts de 3,0 M\$ en 2006, soit une variation défavorable de 6,7 M\$. Au cours des quatrièmes trimestres de 2007 et 2006, le gouvernement du Canada a annoncé des baisses de taux d'imposition et ceci a été reflété dans la charge d'impôt. L'effet de ces changements de taux était favorable dans les deux cas, soit 0,7 M\$ en 2006 et 1,6 M\$ en 2007. De plus, Boralex a renversé des provisions pour risques fiscaux non matérialisés pour un montant de 0,7 M\$ en 2006 et 0,5 M\$ en 2007. Aussi, la proportion de dividendes non imposables reçue du Fonds avait été supérieure en 2006, ce qui avait réduit la charge d'impôts

d'environ 1,6 M\$. Enfin, tel que décrit à l'analyse des résultats annuels, l'opération de monétisation des crédits d'impôts américains ainsi que la rentabilité accrue des centrales aux résidus de bois créent une charge supplémentaire d'impôts.

BÉNÉFICE NET

Boralex a clos le quatrième trimestre de l'exercice 2007 avec un bénéfice net de 5,9 M\$ ou de 0,16 \$ par action (0,15 \$ dilué), comparativement à un bénéfice net de 4,6 M\$ ou 0,15 \$ par action (de base et dilué) au même trimestre en 2006. Le nombre moyen pondéré d'actions en circulation s'est chiffré à 37,5 millions au quatrième trimestre de 2007 par rapport à 30,0 millions en 2006, en raison de l'émission du 7 juin 2007.

En résumé, la rentabilité d'exploitation de Boralex au quatrième trimestre de 2007 a connu une croissance marquée grâce à la bonne performance du secteur des résidus de bois. La qualification d'une deuxième centrale au programme des REC du Connecticut, l'augmentation des prix de vente de l'électricité et la perception de redevances récurrentes pour le maintien de sa capacité ont notamment contribué à une appréciation importante des résultats de ce secteur tout au long de l'année 2007, et en particulier au quatrième trimestre.

**ANALYSE DES PRINCIPAUX FLUX DE TRÉSORERIE
DU TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE TERMINÉS
LE 31 DÉCEMBRE 2007****ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

Au cours du quatrième trimestre de 2007, la marge brute d'autofinancement a plus que doublé pour se chiffrer à 16,0 M\$ par rapport à 7,9 M\$ au même trimestre en 2006. Cette augmentation de 8,1 M\$ est principalement attribuable à la rentabilité accrue du secteur des résidus de bois. D'autre part, la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a requis des fonds de 10,0 M\$ au quatrième trimestre (par rapport à une utilisation de fonds de 2,4 M\$ en 2006), en raison principalement d'une augmentation de 13,1 M\$ des débiteurs entre le 30 septembre et le 31 décembre 2007. Cette augmentation s'explique par la comptabilisation, au quatrième trimestre 2007, de ventes de REC's totalisant 10,8 M\$, à l'égard desquelles les paiements seront reçus aux premier et deuxième trimestres de l'exercice 2008 en vertu des règles régissant ce marché. Par conséquent, les activités d'exploitation du quatrième trimestre de 2007 ont produit des flux de trésorerie nets de 6,0 M\$, comparativement à 5,6 M\$ au même trimestre en 2006.

Pour l'ensemble de l'exercice 2007, la marge brute d'autofinancement a totalisé 51,5 M\$ par rapport à 24,5 M\$ en 2006. Cette augmentation qui est plus que du double à 27,0 M\$ est principalement attribuable à la rentabilité accrue du secteur des résidus de bois et des sites éoliens, ainsi qu'aux encaissements liés au programme de monétisation des crédits d'impôts américains. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a requis des fonds de 16,5 M\$ en 2007 (par rapport

à une utilisation de 10,7 M\$ en 2006). Outre une augmentation de 12,2 M\$ des débiteurs découlant principalement de la vente de REC's, Boralex a enregistré une augmentation de 2,7 M\$ de ses stocks, en raison principalement de la nouvelle stratégie d'entreposage des résidus de bois mise de l'avant par Boralex afin d'assurer une plus grande disponibilité et une meilleure qualité des matières premières de son secteur des résidus de bois. Les activités d'exploitation de Boralex ont donc généré des flux de trésorerie nets de 35,1 M\$, au cours de l'exercice 2007, comparativement à 13,8 M\$ en 2006.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Au quatrième trimestre de 2007, Boralex a investi 7,8 M\$, dont 5,6 M\$ en immobilisations corporelles (par rapport à 1,5 M\$ en 2006). Les investissements en nouvelles immobilisations se rapportent principalement au début des travaux d'expansion de la puissance installée du site éolien d'Avignonet-Lauragais (France), pour la porter de 8 MW à 12,6 MW d'ici la fin du premier trimestre de l'exercice 2008, ainsi qu'à la modernisation de la turbine de la centrale à base de résidus de bois de Stratton, ce qui permettra notamment d'augmenter son efficacité. L'augmentation de 2,1 M\$ des autres actifs consiste principalement en l'achat de broyeurs dans le secteur des résidus de bois afin d'assurer une portion grandissante de résidus forestiers dans son approvisionnement, et en frais de développement relatifs à divers projets, notamment dans le secteur éolien au Canada et dans le secteur solaire en Espagne.

Pour l'ensemble de l'exercice 2007, Boralex a investi un montant net de 23,5 M\$, dont 22,5 M\$ en immobilisations

corporelles (par rapport à 19,2 M\$ en 2006), afin principalement d'aménager et de mettre en service la ferme éolienne de La Citadelle, d'entreprendre l'expansion de celle d'Avignonet-Lauragais et d'améliorer les équipements du secteur des résidus de bois. La Société a également investi 7,2 M\$ en autres actifs, dont environ 4,6 M\$ dans ses projets de développement au Canada et en Europe, ainsi qu'un montant net de 2,6 M\$ dans son programme d'achat de broyeurs dans le secteur des résidus de bois. Par ailleurs, grâce au refinancement effectué en France (décrit plus loin dans le rapport de gestion), la Société a pu libérer 6,2 M\$ sur les sommes affectées aux réserves requises dans le cadre des financements des sites du Massif Central.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Au cours du quatrième trimestre, aucune activité notable n'a eu lieu au chapitre du financement, en dehors du remboursement de 1,5 M\$ de dettes à long terme. Par ailleurs, deux faits importants sont survenus au deuxième trimestre, et ont marqué l'exercice 2007 :

– Le 7 juin 2007, la Société a clos le placement public de 7 333 334 actions de catégorie A pour un produit brut de 110,0 M\$. Au net, ce placement a généré un produit de 105,3 M\$, lequel a été utilisé pour réduire temporairement d'un montant de 52,7 M\$ les sommes empruntées sur le crédit rotatif de Boralex. Le solde du produit a été investi temporairement dans des placements garantis par une banque canadienne et offrant une grande liquidité. Cet apport de capital a renforcé significativement le bilan de Boralex, ce qui lui permet d'envisager des projets d'expansion qui pourraient faire hausser sa puissance installée totale de façon importante d'ici les cinq prochaines années. Parmi eux, la Société a signé, au cours du troisième trimestre, un protocole d'entente avec un développeur privé de projets d'énergie renouvelable basé en Ontario (Canada), afin d'acquiescer les droits sur un portefeuille de sites de 90 MW. En septembre 2007, elle a également annoncé conjointement avec ses partenaires, le dépôt de

trois soumissions pour des projets éoliens totalisant une capacité de 375,2 MW dans le cadre de l'appel d'offre d'Hydro-Québec de 2 000 MW d'énergie éolienne. Il est à noter qu'un financement bancaire a été négocié afin de couvrir la durée des contrats qui pourraient être obtenus. (Pour plus de détails sur ces deux projets de développement, voir la rubrique *Perspectives*.)

– Le 25 juin 2007, Boralex a complété le refinancement de certaines ententes de crédit françaises au moyen d'un nouveau financement cadre de 265 M€ (environ 380 M\$), qui servira au développement de ses projets éoliens en France jusqu'en 2010. Tout comme l'ancien financement, le nouveau financement cadre, d'une taille et d'une durée plus importantes, est assuré par BNP Paribas S.A. à titre d'arrangeur, de banque initiale et d'agent. Outre le remboursement des financements existants pour les sites d'Ally, Cham de Cham Longe, Plouguin et La Citadelle, au montant total d'environ 130 M\$ en date de la transaction, ce financement cadre procure à Boralex une flexibilité accrue quant à la disponibilité des fonds en France et lui permet de bénéficier de conditions financières plus avantageuses, tenant compte de l'expérience accumulée par ses fermes éoliennes. De plus, la consolidation des sites d'Ally, Cham de Cham Longe, Plouguin et de La Citadelle, grâce à une diversification accrue du portefeuille de projets, a permis de réduire les réserves requises pour le service de la dette et par le fait même, la taille du crédit-relais qui avait été émis lors de la construction des sites d'Ally et Cham de Cham Longe. Les fonds ainsi dégagés ont pu être affectés au remboursement partiel du crédit-relais qui avait été émis lors de la construction des sites d'Ally et Cham de Cham Longe. D'autre part, puisque ce crédit-relais était supporté par une lettre de crédit tirée sur la facilité de crédit canadienne, la Société a par le fait même augmenté sa capacité d'emprunt au Canada d'environ 14 M\$. Les coûts liés à l'ensemble de ces transactions ont été d'environ 2 M\$ (1,4 M€).

En résumé, l'ensemble des flux de trésorerie de l'exercice 2007, déduction faite de l'effet de l'écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie, a augmenté ces derniers de 65,3 M\$ pour les porter de 13,9 M\$ au 31 décembre 2006, à 79,2 M\$ au 31 décembre 2007, grâce principalement à l'émission d'actions de juin 2007.

SITUATION FINANCIÈRE AU 31 DÉCEMBRE 2007

COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

Tel qu'il est décrit à la note 3 des notes afférentes aux états financiers consolidés accompagnant ce rapport de gestion, le bilan en date du 31 décembre 2006 a été redressé pour refléter un changement de méthode d'amortissement pour la centrale alimentée au gaz naturel ainsi que deux sites éoliens français.

Outre le bénéfice net de l'exercice 2007, l'évolution de la situation financière de Boralex entre les 31 décembre 2006 et 2007 reflète principalement l'émission d'actions de juin 2007, dont le produit net a servi à réduire le crédit rotatif de la Société et à augmenter la trésorerie, dans l'attente du financement de

projets d'expansion futurs. La construction du site éolien de La Citadelle a aussi eu pour effet d'augmenter les actifs et passifs de la Société.

ACTIF

En date du 31 décembre 2007, l'actif total de Boralex se chiffrait à 514,7 M\$ comparativement à 476,0 M\$ au 31 décembre 2006, soit une augmentation de 38,7 M\$. Celle-ci est attribuable à l'accroissement de l'actif à court terme, plus précisément à l'augmentation de 65,3 M\$ de la trésorerie et équivalents de trésorerie grâce à l'injection d'une partie des fonds levés lors de l'émission d'actions du 7 juin 2007, ainsi qu'à un accroisse-

ment de 14,9 M \$ des débiteurs et des stocks principalement imputable au secteur des résidus de bois. La diminution des immobilisations et des contrats de vente d'électricité provient principalement de l'effet de l'amortissement qui a plus que compensé la mise en service de La Citadelle, les investissements dans le secteur des résidus de bois et l'acquisition de droits dans des projets en développement. En ce qui concerne les actifs à long terme la variation des devises a eu peu d'effet puisque l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien a contrebalancé l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

FONDS DE ROULEMENT

Au 31 décembre 2007, le fonds de roulement de Boralex affichait un surplus de 81,8 M\$, comparativement à un déficit de 14,6 M\$ au 31 décembre 2006. Outre le produit de l'émission d'actions, l'augmentation du fonds de roulement par rapport à décembre 2006 provient en partie de l'amélioration des résultats des centrales alimentées aux résidus de bois ainsi que de la diminution du crédit-relais à la suite du refinancement du secteur éolien en France, décrit à la rubrique précédente.

DETTE TOTALE ET AVOIR DES ACTIONNAIRES

En date du 31 décembre 2007, la dette totale de la Société se chiffrait à 175,5 M\$, en baisse de 58,8 M\$, soit de 25,1 % sur la dette totale de 234,3 M\$ au 31 décembre 2006. En déduisant la trésorerie et équivalents de trésorerie, l'endettement total net a été réduit de 124,1 M\$, soit de 56,3 %, passant de 220,4 M\$ au 31 décembre 2006 à 96,3 M\$ à la même date en 2007, grâce à l'émission d'actions, au refinancement français, à l'amélioration des flux de trésorerie liés à l'exploitation et aux remboursements réguliers de dettes.

D'autre part, l'émission d'actions et le bénéfice net de l'exercice 2007, nets du cumul des autres éléments du résultat étendu, ont accru les capitaux propres de 102,8 M\$ ou de 56,5 % entre les 31 décembre 2006 et 2007, ceux-ci étant passés de 182,0 M\$ à 284,8 M\$ au terme du dernier exercice. Ainsi, le coefficient d'endettement total net par rapport au capital investi (somme de l'endettement total net et des capitaux propres) est passé de 54,8 % au 31 décembre 2006, à 25,3 % au 31 décembre 2007. De plus, compte tenu du cours boursier du titre de Boralex, qui était de 17,25 \$ au 31 décembre 2007, le ratio de la dette totale sur la capitalisation boursière se situait à 27,2 % à cette date, par rapport à 75,0 % au 31 décembre 2006, alors que la valeur de l'action était de 10,40 \$.

En date du 31 décembre 2007, la Société disposait d'un solde inutilisé d'environ 170,9 M€ (246,6 M\$) sur son nouveau financement cadre de 265 M€, ce qui lui donne une marge de manœuvre considérable pour mettre en œuvre de nouveaux projets éoliens en France d'ici 2010. En ce qui concerne le financement américain venu à échéance le 31 juillet 2007, la Société a renouvelé l'entente de crédit pour une période de trois ans selon des conditions similaires. Son solde au 31 décembre 2007 s'établissait à 3,5 M\$ (3,5 M\$US).

Il est à noter qu'à la suite de l'adoption des recommandations du chapitre 3855 du manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »), la Société a reclassé ses frais de financement

reportés à l'encontre de sa dette à long terme, pour un montant de 4,6 M\$.

PERSPECTIVES

Selon la direction de Boralex, l'exercice 2008 devrait donner lieu à une bonne performance pour la Société, laquelle continuera notamment de bénéficier des principaux facteurs positifs qui l'ont favorisée en 2007, soit :

- la vigueur du marché des RECs dans l'État du Connecticut, auquel deux de ses centrales à base de résidus de bois participent dorénavant ;
- la stabilité relative des prix de l'électricité, qui devraient se maintenir à un niveau comparable à ceux de 2007, compte tenu de la tendance actuelle des prix du gaz naturel ;
- la mise en service du site éolien de La Citadelle d'une puissance de 13,8 MW, en juillet 2007, ce qui est d'autant plus avantageux que les actifs éoliens bénéficient de contrats de vente à long terme et qu'ils affichent des marges bénéficiaires élevées ;
- les projets éoliens potentiels de 375 MW au Québec, 90 MW en Ontario et 4,6 MW en France ;
- les retombées des investissements effectués au cours des deux derniers exercices dans l'amélioration continue de l'efficacité des centrales alimentées en résidus de bois et l'optimisation de leur approvisionnement en matières premières ;
- l'accès à de nouvelles sources de revenus et de profits récurrents telles que le *Forward Capacity Market* ; et
- la diminution des frais de financement résultant de la bonne situation financière de la Société.

Dans un horizon à plus long terme, la Société travaille actuellement à divers projets d'importance, principalement dans le secteur éolien, dont la réalisation pourrait augmenter de façon majeure sa puissance installée et ses sources de revenus d'ici trois à cinq ans. De fait, l'objectif de Boralex est de réunir d'ici cinq ans une puissance installée sous contrat de 1 000 MW.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Au cours de l'exercice 2008, la ferme de La Citadelle apportera une pleine contribution aux résultats du secteur éolien, par rapport à moins de cinq mois en 2007. De plus, à la fin du premier trimestre de l'exercice 2008, la puissance installée de la ferme d'Avignonet-Lauragais aura été accrue de 4,6 MW. Récemment, Boralex a renforcé son équipe de développement en France afin d'acquérir ou d'entreprendre de nouveaux projets de fermes éoliennes, ce pourquoi elle dispose d'une facilité de financement disponible de 246,6 M\$.

Tout en poursuivant ses efforts de développement en France, Boralex œuvre également à établir sa présence dans le marché éolien du Canada. Le 9 juillet 2007, la Société a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec un développeur privé de projets d'énergie renouvelable basé en Ontario (Canada), afin d'acquérir les droits sur un portefeuille de sites de 90 MW, et ainsi procéder à la construction de neuf fermes éoliennes d'une capacité de 10 MW chacune dans la région de Windsor, près du lac Érié, dans le sud de l'Ontario. Chaque ferme détient un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec Ontario Power Authority, qui achètera la totalité de leur

production en vertu du programme *Renewable Energy Standard Offer Program*. Ceci permettra à Boralex d'obtenir un tarif de 110 \$/MWh (en dollars de 2007) pour sa production d'énergie éolienne. L'acquisition de chacun de ces projets et le début des travaux de construction sont sujets à la réalisation de certaines conditions suspensives. La Société a complété plus d'une année d'études de vent et a obtenu la plupart des permis requis. Par conséquent, elle vise à mettre en service les trois premiers sites regroupant 30 MW vers la fin de l'exercice 2008. Les turbines nécessaires à la réalisation de ces trois projets ont été commandées auprès d'Enercon. Boralex poursuit des négociations pour l'achat des turbines nécessaires à la réalisation des six autres projets.

De plus, au Québec, la Société et ses partenaires Gaz Métro et le Séminaire de Québec ont annoncé, le 19 septembre 2007, le dépôt de trois soumissions pour des projets éoliens totalisant une capacité de 375,2 MW dans le cadre de l'appel d'offre d'Hydro-Québec pour 2 000 MW d'énergie éolienne. La puissance installée projetée des trois parcs éoliens, tous situés sur les terres de la Seigneurie de Beaupré, propriété du Séminaire de Québec, est de 103,3 MW, 132,6 MW et 139,3 MW respectivement. Le site de la Seigneurie de Beaupré offre des avantages considérables dont son potentiel éolien important et sa proximité avec les lignes d'interconnexion d'Hydro-Québec TransÉnergie. En outre, ce site étant éloigné de toute zone urbaine et résidentielle, les impacts visuels, sonores et environnementaux des projets proposés par le consortium sont quasi-inexistants. Le consortium s'est associé avec le manufacturier d'éoliennes Enercon, dont le savoir-faire est reconnu mondialement, et qui projette d'implanter une usine de composantes éoliennes à Matane (Québec). La réponse d'Hydro-Québec aux appels d'offres sera connue au printemps 2008.

Une fois réalisé, l'ensemble des projets visés aurait pour effet de plus que quintupler la puissance totale de la Société dans le secteur éolien. En outre, ces projets s'inscrivent parfaitement dans la stratégie de diversification sectorielle et géographique de Boralex.

ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE

Les centrales hydroélectriques ont connu en 2007 des conditions hydrologiques passablement inférieures aux moyennes historiques. Les conditions ont été relativement bonnes jusqu'à maintenant en 2008, bien qu'il soit impossible de prédire si cette tendance se maintiendra. Néanmoins, le secteur hydroélectrique de Boralex a été historiquement un générateur fiable de profits et de liquidités.

Au cours des prochains exercices, la direction de Boralex entrevoit des opportunités de croissance au Canada, plus précisément en Colombie-Britannique où le gouvernement de cette province a annoncé son intention de développer, par la voie d'appels d'offres en 2008, des infrastructures d'énergie renouvelable capable de produire 5 000 gigawattheures, dans sa quête

d'autonomie énergétique d'ici 2016 et pour éventuellement répondre à une partie des besoins de la Californie en énergie verte. Dans ce contexte, Boralex apparaît comme un partenaire solide compte tenu de sa longue expérience dans le développement et l'acquisition de centrales hydroélectriques, ainsi que dans leur exploitation optimale.

ÉNERGIE THERMIQUE

Au 31 décembre 2007, les centrales de Stratton et de Livermore Falls détenaient des engagements fermes de 52 M\$US pour des livraisons de RECs à être effectuées entre le 1^{er} janvier 2008 et le 31 décembre 2012. De plus, au cours de l'année 2007, l'État du Connecticut a décrété la prolongation du programme des RECs pour une période additionnelle de dix ans, soit jusqu'en 2020. Qui plus est, la proportion minimale d'énergie verte exigée par l'État du Connecticut de la part des distributeurs passera à 20 % en 2020, par rapport à moins de 2 % au début du programme en 2005, et à 7 % en 2010. Ceci tend à confirmer la récurrence de cette nouvelle source de revenus dans une perspective à moyen et long terme. De plus, la Société entend bénéficier, jusqu'au terme prévu, le 31 décembre 2009, des crédits d'impôts pour énergie renouvelable américains, qui ont rapporté 12 M\$ en 2007.

Par contre, le coût élevé par tonne des résidus de bois continuera d'affecter ce secteur. Ce coût a subi d'importantes hausses depuis les dernières années, notamment en raison de l'augmentation du coût du transport résultant de l'augmentation du prix du pétrole, et d'un changement de composition de la matière première favorisant l'utilisation accrue de résidus forestiers vierges. Boralex a mis en place depuis 2004, et continue de mettre en place des solutions qui visent à maintenir ce coût, incluant des stratégies d'approvisionnement en résidus de bois visant à stabiliser son approvisionnement et à optimiser l'efficacité de ses centrales. Boralex poursuivra ses efforts d'optimisation dans le but d'améliorer la rentabilité de ce secteur.

En France, les équipements de cogénération de la centrale au gaz naturel de Blendecques ont été redémarrés en novembre 2007 pour la période hivernale. Cependant, le coût du gaz naturel demeurant à un niveau élevé, la direction prévoit pour l'instant que les équipements de cogénération de l'usine seront, encore une fois l'an prochain, arrêtés durant la période d'avril à octobre et que le client industriel de la centrale continuera alors d'être fourni en vapeur grâce à la chaudière auxiliaire, à moins que les coûts du gaz naturel baissent significativement et que la rentabilité marginale de l'exploitation devienne suffisamment importante pour justifier les coûts.

DISTRIBUTIONS DU FONDS

Le 22 février 2008, le Fonds a annoncé qu'il réduisait ses distributions à 0,70 \$ par part de fiducie sur une base annualisée. Ceci aura pour effet de réduire les flux de trésorerie annuels de la Société d'un montant de 2,4 M\$, net d'impôts.

En résumé, grâce à la vigueur du marché des RECs, à l'amélioration de la performance du secteur des résidus de bois et à l'expansion du secteur éolien, la direction anticipe une croissance de ses produits, de ses profits et de sa marge brute d'autofinancement au cours des trimestres à venir, ce qui devrait permettre à Boralex de pourvoir à ses besoins de fonds réguliers. De plus, sa récente émission d'actions et son nouveau financement cadre en France ont passablement renforcé sa situation financière afin de lui permettre de poursuivre ses projets d'expansion actuels et futurs. Boralex n'entrevoit pas, à court terme, de 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 son expertise dans la production d'énergie verte et renouvelable, laquelle s'inscrit dans un courant mondial croissant. À cet égard, en plus de valoriser ses expertises dans le développement la production d'énergie éolienne, d'énergie hydro-électrique et d'énergie thermique, Boralex étudie présentement certains projets de développement dans des nouveaux secteurs d'énergie renouvelable sans combustible. Elle travaille notamment, avec plusieurs partenaires, à des projets d'énergie solaire en Espagne. Les procédés de gazéification et de méthanisation font également partie des nouvelles technologies auxquelles s'intéresse Boralex. De façon générale, Boralex continuera d'exploiter à bon escient les opportunités qui se présentent dans ses champs d'expertise, tout en demeurant à l'affût des nouvelles technologies et 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 2007, le capital-actions de Boralex consistait en 37 454 625 actions de catégorie A émises et en circulation comparativement à 30 049 586 au 31 décembre 2006, en raison de l'émission d'un total de 7 333 334 nouvelles actions au cours du deuxième trimestre. Un nombre de 71 705 options d'achat d'actions ont été exercées au cours l'exercice 2007, et 151 745 options ont été octroyées. Le nombre d'options d'achat d'actions en date du 28 février 2008 est de 1 256 146, dont 680 131 peuvent être levées.

INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

Au 31 décembre 2007, la Société avait conclu trois swaps financiers d'électricité, d'un notionnel total de 177 744 MWh, et s'étendant sur des périodes variant de 9 et 15 mois. Tous les swaps financiers d'électricité au 31 décembre 2007 ont été désignés à titre de couverture des flux monétaires variables liés aux livraisons futures d'électricité et leur juste valeur défavorable s'élevait à 0,1 M\$ (0,1 M\$US). Ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Boralex possède plusieurs dettes à long terme qui portent intérêt à taux variables. En date du 31 décembre 2007, environ 86 % de la dette à long terme émise portait intérêt à taux variable. Le crédit rotatif porte aussi intérêt à taux variable. Au 31 décembre 2007, la Société avait émis des lettres de crédit de 11,9 M\$ mais n'avait tiré aucune somme d'argent sur ce crédit. Si la Société utilisait ce crédit et 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 11 afférente aux états financiers consolidés, 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 17 % de la dette totale. Au 31 décembre 2007, le solde notionnel de ces swaps est de 122,7 M\$ (85 M€) et leur juste valeur favorable s'établit à 4,6 M\$ (3,2 M€).

En raison du refinancement qui a été conclu le 25 juin 2007, la Société a dû cesser la relation de couverture qui avait été établie pour certains swaps de taux d'intérêts qui étaient éligibles à une exemption de test d'efficacité en raison de leurs conditions essentielles identiques à l'élément couvert. Ces swaps ont été redésignés en couverture des nouvelles dettes, puisqu'il a été démontré mathématiquement qu'ils sont hautement efficaces. Leur juste valeur favorable en date de la désignation était de 6,2 M\$ (4,3 M€).

RISQUE DE TAUX DE CHANGE

Dans le cours normal de ses affaires, la Société n'est pas exposée de façon importante à la fluctuation des devises puisque ses filiales étrangères sont autonomes et qu'elle préfère conserver ses liquidités pour le développement de ces filiales. Par contre, dans le cadre de la première phase de 30 MW du projet éolien en Ontario, le fournisseur des turbines est allemand, ce qui implique que ces achats seront réglés en euros, alors que l'exploitation de ces sites générera des flux de trésorerie en dollars canadiens. Afin de protéger le rendement attendu de ce projet, la Société a conclu des options de type Tunnel qui lui permet de fixer un plafond et un plancher au taux de change sur ces achats. Grâce à ces options, le taux de change devrait se situer entre 1,4180 et 1,3695 dollar canadien par euro acheté. Le plancher des options comportait une caractéristique qui l'augmentait au montant du plafond si le taux de change canadien-euro passait sous le seuil de 1,3695. Ce seuil a été atteint le 31 octobre 2007. Puisque le plancher et le plafond sont dorénavant du même montant, les options se comportent essentiellement comme un contrat de change à terme. Ces options ont été conclues pour couvrir l'achat de 15 turbines à livrer en 2008. La juste valeur favorable de ces options au 31 décembre 2007 était de 0,9 M\$.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

En plus de détenir 23,3 % des parts de fiducie du Fonds, la Société, par le biais d'une de ses filiales à part entière, est liée à ce dernier en vertu d'ententes de gestion et d'administration à long terme. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, ces ententes ont généré 3,2 % de tous les revenus de Boralex (3,9 % en 2006), tandis que sa part des résultats du Fonds a représenté 3,8 % (7,1 % en 2006). Finalement, Boralex a reçu des distributions du Fonds d'un montant de 12,4 M\$ en 2007 (12,4 M\$ en 2006).

Une centrale de Boralex, située en France, vend de la vapeur à une division française de Cascades inc., une société ayant une influence notable sur Boralex, dont elle détient 34 % du

capital-actions. Pour l'exercice 2007, les produits provenant de cette division se sont élevés à 8,5 M\$ (7,9 M\$ en 2006).

La Société a également une entente de gestion avec une entité contrôlée par Bernard Lemaire, un de ses administrateurs et dirigeants, et sa famille. En 2007, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,4 M\$ (0,5 M\$ en 2006).

Les opérations entre apparentés sont enregistrées à la valeur d'échange, ce qui correspond à la valeur négociée et acceptée par les apparentés dans le cours normal des affaires. Les conditions sont comparables à ce qui aurait été établi avec des parties non apparentées.

ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

(en M\$)	Total	PAIEMENTS				
		2008	2009	2010	2011	2012 +
Dettes à long terme et crédits baux	180,1	26,8	15,0	16,8	13,3	108,2
Obligations d'achat	59,0	59,0	-	-	-	-
Autres obligations	21,7	1,9	2,0	2,2	1,7	13,9
Total	260,8	87,7	17,0	19,0	15,0	122,1

ENGAGEMENTS LIÉS AU FONDS

a) 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 2007, les revenus relatifs à cette convention ont été de 5,2 M\$ (5,2 M\$ en 2006).

b) 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 a). 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 0,4 M\$ pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2007 (0,3 M\$ en 2006). Cette convention prend fin en 2023 et est renouvelable pour des durées additionnelles de cinq ans au gré du gestionnaire.

AUTRES ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

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. Le 1^{er} janvier 2007, la Société a renouvelé une entente 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 2022
France	Vapeur	2022

- 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 2007, le loyer a été de 0,4 M\$ (0,4 M\$ en 2006) 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 ses centrales américaines qui détiennent une qualification pour le programme du Connecticut. Au 31 décembre 2007, le solde de ces engagements totalisait environ 51,4 M\$ (52 M\$US), pour des périodes se situant entre janvier 2008 et décembre 2012.
- d) 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.
- e) 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'œuvre 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. Le montant maximal lié à ces garanties ne peut excéder les produits découlant de ces ventes, ce qui représente un montant de 382,3 M\$. En date du présent rapport, la Société évalue n'avoir aucun passif au titre de ces garanties.
- f) Dans le cadre des projets éoliens, la Société a conclu des contrats d'entretien clé-en-main avec GE Wind Energy et Enercon. Les contrats ont des durées initiales de cinq ans et ceux-ci requièrent des déboursés annuels d'environ 0,8 M€.
- g) Dans le cadre des projets éoliens en Ontario (Canada), la Société a conclu un contrat d'achat d'équipement. Le coût total de l'engagement est de 56,2 M\$, soit 37,4 M€ et 2,2 M\$. Les déboursés se feront au cours de l'année 2008. Le montant à payer en euro a été couvert grâce à des options de change qui sont discutées à la rubrique *Instruments Financiers*.
- h) À la suite de la réception par le Fonds d'un avis de résiliation du contrat de service pour l'exploitation et la maintenance de la centrale de Dolbeau (l'« Avis ») par Bowater, le Fonds a fait parvenir à Bowater un avis d'arbitrage afin de soumettre les différends qui opposent les deux parties à l'arbitrage. En parallèle, conformément au contrat de service, le Fonds a entrepris devant la Cour supérieure du Québec un recours en injonction afin de faire suspendre l'effet de l'Avis pendant la durée de la procédure d'arbitrage. Le 22 janvier 2008, la Cour supérieure a accueilli l'injonction du Fonds et ordonné à Bowater de respecter ses obligations en vertu du contrat de service jusqu'à la décision finale des arbitres. Par ailleurs, en date des présentes, le tribunal d'arbitrage a été constitué et les parties mettent au point leur dossier respectif. Le 12 février

2008, Bowater a déposé une requête pour permission d'en appeler de la décision du jugement en injonction.

Dans l'un de ses avis, Bowater réclame au Fonds des dommages pour la somme de 8,3 M\$. Le Fonds estime qu'il a rempli diligemment ses obligations envers Bowater, que cet avis de résiliation unilatéral est sans fondement, et que le contrat de service est valide. À cet effet, le Fonds entend déployer tous les recours disponibles afin de défendre et faire valoir vigoureusement ses droits. Compte tenu de l'ensemble des faits entourant ce litige, le Fonds estime qu'il est impossible d'évaluer s'il existe une perte potentielle et quel en serait le montant. Conséquemment, aucune provision n'a été comptabilisée par le Fonds ou Boralex relativement à cet avis de résiliation.

FACTEURS DE RISQUES ET INCERTITUDES

EFFETS DU CLIMAT

En raison de la nature des activités de la Société, le bénéfice de celle-ci est sensible aux variations climatiques d'une période à l'autre. Les variations du climat hivernal ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations du climat estival ont une incidence sur la demande relative aux besoins de refroidissement électrique. Cette fluctuation de la demande se traduit par une volatilité du prix sur le marché au comptant, qui a une incidence sur une partie des produits d'exploitation que la Société réalise dans le nord-est des États-Unis.

HYDROLOGIE

La quantité d'électricité produite par l'actif hydroélectrique de la Société est tributaire des débits d'eau disponibles. Par conséquent, les produits d'exploitation et les rentrées de fonds pourraient subir l'effet des débits faibles et élevés dans les bassins hydrologiques. Il n'est pas certain que la disponibilité historique des débits d'eau à long terme demeurera la même ni qu'un événement hydrologique important n'aura pas d'incidence sur les conditions hydrologiques du bassin hydrologique. Les écarts annuels par rapport à la moyenne à long terme pourraient être considérables. Le placement dans le Fonds est également soumis à ce risque puisque le Fonds possède près de 50 % de sa capacité de production dans ce secteur.

APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT

L'exploitation de centrales thermiques aux résidus de bois ou au gaz naturel nécessite du carburant sous forme de résidu de bois ou de gaz naturel. S'il y a une interruption dans l'approvisionnement ou une fluctuation du prix des résidus de bois ou du gaz naturel destinés aux centrales de la Société, cela compromettra la capacité de celles-ci de produire de l'électricité ou d'en produire de manière rentable. En outre, certains des autres fournisseurs de résidus de bois pourraient bénéficier de la concurrence accrue à l'égard de ceux-ci et les vendre à d'autres clients ou pourraient encore augmenter considérablement leurs prix. La Société atténue ce risque en établissant des partenariats avec des fournisseurs et en recherchant d'autres carburants que les résidus vierges, ainsi qu'en adoptant des stratégies de stockage qui lui permettront d'éviter de devoir en acheter pendant

les périodes où les matières premières sont rares et où les prix sont par conséquent élevés.

VENT

Le vent est par nature variable. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par une centrale éolienne le sera également. Si le vent à l'emplacement d'une centrale éolienne diminue ou augmente pendant une période prolongée, cela pourrait réduire la production de cette centrale ainsi que les produits d'exploitation et la rentabilité de la Société.

RENDEMENT DES CENTRALES ET PANNES DE MATÉRIEL

La capacité des centrales de produire la quantité maximale d'électricité est un facteur déterminant de la rentabilité de la Société. Si le matériel des centrales nécessite un temps d'arrêt plus long que prévu aux fins de l'entretien et des réparations ou subit des interruptions de la production d'électricité pour d'autres raisons, cela aura un effet défavorable sur la rentabilité de la Société.

AMÉNAGEMENT, CONSTRUCTION ET CONCEPTION

À l'occasion, la Société participe à la construction et à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. La nature de certaines des dépenses engagées à ces fins est par nature spéculative. Des retards et des dépassements de coûts pourraient survenir dans le cours de la construction de projets. Même lorsqu'elle est achevée, une centrale pourrait ne pas fonctionner de la manière prévue ou des défauts de conception et de fabrication pourraient survenir, lesquels pourraient en théorie ne pas être visés par la garantie.

Les nouvelles centrales électriques n'ont aucun historique d'exploitation et peuvent utiliser du matériel de conception récente et complexe sur le plan technologique. En outre, les conventions de vente d'électricité conclues avec une contrepartie au début de l'étape de l'aménagement d'un projet pourraient permettre à celle-ci de résilier la convention ou de conserver la caution fournie à titre de dommages-intérêts fixés d'avance si un projet n'entre pas en production commerciale ou n'atteint pas certains seuils de production à des dates stipulées ou si la Société n'effectue pas certains paiements stipulés. Ainsi, une nouvelle centrale pourrait ne pas être en mesure de financer les remboursements de capital et les versements d'intérêts dans le cadre de ses obligations de financement. Un défaut aux termes d'une telle obligation de financement pourrait faire en sorte que la Société perde sa participation dans une centrale électrique.

SÉCURITÉ DES BARRAGES

La survenance de ruptures de barrage à l'une ou l'autre des centrales hydroélectriques de la Société pourrait entraîner la perte de la capacité de production et la réparation de ces ruptures pourrait exiger que la Société engage des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Ces ruptures pourraient exposer la Société à une responsabilité considérable au chapitre des dommages. Il n'est pas certain que le programme de sécurité des barrages de la Société permettra de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences

défavorables s'il s'en produit une. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les frais et l'exploitation de la Société. Améliorer tous les barrages afin que ceux-ci puissent résister à tous les événements pourrait forcer la Société à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation, la situation financière et les perspectives de la Société.

CONVENTIONS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

La conclusion de nouvelles conventions de vente d'électricité, qui est un facteur crucial de la durabilité des profits, est un facteur de risque dans le contexte concurrentiel dans lequel la Société évolue. Dans plusieurs cas, la Société conclut de nouvelles conventions de vente d'électricité en présentant une proposition en réponse à un appel de propositions émis par des clients importants. Il n'est pas certain que la Société sera choisie à l'avenir à titre de fournisseur d'électricité à la suite de demandes de propositions ni que les conventions de vente d'électricité actuelles seront renouvelées ou qu'elles le seront selon des modalités équivalentes au moment de leur expiration.

EMPLOYÉS CLÉS

Les porteurs de titres de la Société doivent s'en remettre à l'expérience et aux compétences de plusieurs employés clés de la Société. Le succès de la Société ne pourra se poursuivre que si celle-ci réussit à recruter des dirigeants expérimentés et à les garder à son service.

CATASTROPHES NATURELLES ET CAS DE FORCE MAJEURE

Les centrales et les activités de la Société sont exposées à des dommages ou à une destruction résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), de pannes de matériel et d'autres événements similaires. La survenance d'un événement marquant qui perturbe la capacité de production de l'actif de la Société ou qui empêche celle-ci de vendre son électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise de la Société. L'actif de production de la Société pourrait être exposé aux effets des conditions climatiques particulièrement mauvaises, des catastrophes naturelles et des événements susceptibles d'être catastrophiques, tels qu'un accident ou un incident grave à l'actif de production de la Société ou à une centrale appartenant à un tiers auquel l'actif de transport est rattaché. Dans certains cas, il y a la possibilité que certains événements ne dispensent pas la Société des obligations qui lui incombent aux termes de conventions conclues avec des tiers. En outre, un grand nombre des biens de production de la Société sont situés en zone éloignée; il est donc difficile d'y avoir accès pour les réparer.

LIMITES DE L'ASSURANCE

Bien que la Société estime que ses polices d'assurance la protègent contre tous les risques assurables importants, qu'elles lui assurent une protection adéquate et similaire à celle dont

se munirait un exploitant ou un propriétaire prudent d'installations comparables et sont assujetties à des franchises, à des limites et à des exclusions qui sont usuelles ou raisonnables. Compte tenu du coût de l'assurance et des conditions d'exploitation actuelles, il n'est pas certain que ces polices d'assurance continueront d'être offertes selon des modalités abordables ni qu'elles couvriront tous les sinistres susceptibles de donner lieu à une perte ou à une demande de règlement à l'égard de l'actif ou des activités de la Société qui sont assurés.

PRIX DES MARCHANDISES

Dans le nord-est des États-Unis, une grande partie de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché au comptant ou aux termes de contrats à court terme et, par conséquent, est assujettie à la fluctuation du prix de l'électricité. Le prix de l'électricité varie selon l'offre, la demande et certains facteurs externes. Par conséquent, le prix pourrait être trop bas pour que les centrales génèrent un profit d'exploitation. La Société a mis en œuvre des stratégies de couverture afin d'atténuer certains de ces risques.

DÉFAUTS D'EXÉCUTION DES CONTREPARTIES

La Société vend la majeure partie de son électricité et de sa vapeur à un nombre restreint de clients. Elle est exposée aux pertes liées à la solvabilité en cas de défaut d'exécution des contreparties aux conventions d'achat d'électricité et aux effets financiers. Les risques en matière de solvabilité découlent de la possibilité qu'une contrepartie ne remplisse pas ses obligations contractuelles et sont limités aux contrats dans le cadre desquels la Société subirait une perte en remplaçant l'opération faisant l'objet du défaut. La Société atténue ce risque avec les contreparties aux effets financiers et aux opérations matérielles sur l'électricité et le gaz en choisissant, en surveillant et en diversifiant les contreparties, en ayant recours à des contrats de négociation standard, en exigeant des garanties et en recourant à d'autres mécanismes d'atténuation des risques en matière de solvabilité. En outre, les conventions d'achat d'électricité de la Société sont presque exclusivement conclues avec des clients qui ont d'excellents antécédents en matière de solvabilité ou des cotes de crédit de qualité. Si un client n'a pas de cote de crédit publié, la Société évalue le risque en cause à partir des informations financières disponibles et peut exiger des garanties financières.

RISQUES INHÉRENTS AU SECTEUR ET CONCURRENCE

La Société exerce actuellement ses activités dans le secteur de l'électricité au Canada, aux États-Unis et en France. Ces secteurs d'activité subissent la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants. La Société pourrait rivaliser avec d'autres sociétés ayant des ressources financières et autres considérablement supérieures aux siennes au chapitre de l'obtention de contrats de production d'électricité ainsi que du recrutement de personnel compétent. Il n'est pas certain que la Société sera en mesure de rivaliser efficacement avec ses concurrents à long terme.

DETTES

Puisque les projets de la Société requièrent d'importants capitaux, elle utilise une stratégie de financement par projet et maximise ainsi son effet de levier. Les rentrées de fonds provenant de plusieurs des centrales sont subordonnées à la dette de premier rang sur chacun des projets. Il y a un risque qu'un prêt puisse être en défaut si la Société ne remplit pas ses engagements et ses obligations, ce qui pourrait avoir pour effet que le prêteur réalise sa garantie et, indirectement, que la Société perde la propriété ou le contrôle de cette centrale.

TAUX D'INTÉRÊT ET RISQUES EN MATIÈRE DE REFINANCEMENT

La fluctuation du taux d'intérêt pourrait affecter la rentabilité de la Société, compte tenu de sa stratégie de financement par projet. La Société a des titres d'emprunt à long terme qui portent intérêt à des taux variables. Au 31 décembre 2007, environ 17 % des titres d'emprunt à long terme émis, compte tenu des swaps financiers, portaient intérêt à des taux variables, comme c'était aussi le cas pour les prêts et les avances bancaires de la Société. Une hausse marquée des taux d'intérêt à l'avenir pourrait avoir une incidence sur les liquidités pouvant servir aux projets d'aménagement de la Société. En outre, le pouvoir de la Société de refinancer sa dette lorsque celle-ci est exigible est tributaire de la situation sur le marché des capitaux d'emprunt, qui peut changer au fil du temps.

FINANCEMENT SUPPLÉMENTAIRE

Dans la mesure où les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviendraient limitées ou inaccessibles, le pouvoir de la Société d'effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires à la construction de nouvelles centrales ou à l'entretien de ses centrales existantes et de demeurer en activité serait compromis. Il n'est pas certain que du financement supplémentaire pourra être obtenu, ni qu'il pourra l'être selon des modalités raisonnables. Si le moyen de financement retenu est l'émission d'actions de catégorie A de la Société supplémentaires, la participation des porteurs de titres de la Société sera diluée.

RISQUES DE CHANGE

La Société est exposée au risque de change en raison de certaines opérations qui exigent la conversion en devises. Plus précisément, une part significative des achats de carburant utilisés par les centrales aux résidus de bois du Maine et de l'État de New York sont libellés en dollars canadiens. À part cet élément, la plupart des opérations sont libellées dans la monnaie locale.

En ce qui a trait à la conversion des devises dans le cas des filiales étrangères de la Société, seulement deux des 21 centrales électriques de celle-ci sont situées au Canada, tandis que onze se trouvent aux États-Unis, et huit, en France. Étant donné que toutes les filiales sont autonomes, l'incidence de la fluctuation du cours du change se reflète dans le placement net de la Société dans ses filiales et les écarts sont constatés dans les capitaux propres, et non dans l'état des résultats, jusqu'à ce que la Société rapatrie les fonds au Canada.

ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER

La Société exerce actuellement des activités importantes aux États-Unis et en France. Toute modification des politiques gouvernementales pourrait avoir une incidence considérable sur les activités que la Société exerce dans ces pays. Les risques inhérents aux activités exercées à l'étranger comprennent la modification des lois touchant la propriété étrangère, la participation gouvernementale et la réglementation, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, le cours du change, l'inflation, les contrôles des changes, le rapatriement des bénéficiaires et les désordres civils. Il n'est pas certain que la conjoncture économique et politique dans les pays où la Société exerce ses activités ou à l'intention d'en exercer s'y maintiendra dans son état actuel. L'effet de ces facteurs ne peut être prédit avec exactitude.

RISQUES LIÉS À LA SANTÉ, À LA SÉCURITÉ ET À L'ENVIRONNEMENT

La propriété et l'exploitation de l'actif de production de la Société comportent un risque de responsabilité liée à la santé et à la sécurité en milieu de travail et à l'environnement, y compris le risque que les gouvernements rendent des ordonnances afin de rectifier des situations non sécuritaires ou de corriger ou de régler d'une autre manière une contamination environnementale, que des sanctions soient imposées en cas de contravention aux lois, aux licences et aux permis et aux autres approbations en matière de santé, de sécurité et d'environnement, et que la responsabilité civile de la Société soit engagée. La conformité aux lois sur la santé, la sécurité et l'environnement (y compris toute modification future de celles-ci) et aux exigences des licences, permis et autres approbations demeurera importante pour l'entreprise de la Société.

CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET POLITIQUE

Les activités de la Société sont également tributaires de la modification des exigences réglementaires des gouvernements ou des lois applicables, y compris la réglementation relative à l'environnement, les incidences environnementales imprévues, la conjoncture économique générale et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

L'exploitation de centrales électriques est assujettie à une vaste réglementation émanant de divers organismes gouvernementaux aux échelons municipaux, provinciaux et fédéraux. Il y a toujours un risque que les politiques gouvernementales et les lois soient modifiées, y compris le taux de l'impôt sur le revenu, de l'impôt sur le capital et des taxes municipales.

Les activités qui ne sont pas réglementées actuellement pourraient le devenir. Étant donné que les exigences des lois évoluent fréquemment et sont sujettes à interprétation, la Société est incapable de prédire le coût ultime de la conformité à ces exigences ou l'effet de celles-ci sur ses activités. Certaines des activités de la Société sont réglementées par des organismes gouvernementaux qui exercent un pouvoir discrétionnaire conféré par les lois. Étant donné que la portée de ces pouvoirs est incertaine et que ceux-ci pourraient être exercés d'une manière qui irait à l'encontre des lois en question, la Société est incapable

de prédire le coût ultime de la conformité à ces exigences ou l'effet de celles-ci sur ses activités. Si la Société ne peut obtenir et maintenir en vigueur tous les permis, licences et baux nécessaires, y compris le renouvellement de ceux-ci ou les modifications à ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur son pouvoir de générer des revenus.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes réglementaires en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de l'entreprise de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'électricité futurs.

LITIGES

Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, habituellement intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrat. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours. L'issue définitive des poursuites en cours ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné. Actuellement, la Société estime qu'elle n'est directement partie à aucun litige, réclamation ou poursuite dont l'issue défavorable pourrait avoir un effet défavorable important sur sa situation ou ses résultats financiers consolidés, mais cela pourrait se produire à l'avenir.

MODIFICATION DE CONVENTION COMPTABLE ET NOUVELLES CONVENTIONS COMPTABLES ADOPTÉES EN 2007

AMORTISSEMENT

Au cours du premier trimestre de 2007, la Société a modifié sa méthode d'amortissement pour sa centrale alimentée au gaz naturel et deux de ses sites éoliens. En effet, ces sites qui constituaient les premiers investissements de la Société dans ces secteurs en France, étaient amortis initialement sur la base de la durée de leur contrat de vente d'électricité. À la suite d'une analyse technique des équipements, il est ressorti qu'une méthode basée sur la durée de vie des différentes composantes reflète mieux la consommation des avantages futurs liés à ces actifs. Les immobilisations de ces unités d'exploitation ont donc été séparées par grandes composantes et elles sont amorties linéairement sur la base de leur espérance de vie spécifique. La durée de vie de ces composantes varie entre 5 et 20 ans. Ce changement de convention comptable a été appliqué rétroactivement avec redressement des exercices antérieurs.

L'effet de cette modification sur les états financiers présentés antérieurement est comme suit :

AU 31 DÉCEMBRE 2006			
(en milliers de dollars)	SOLDE AVANT MODIFICATION	AMORTISSEMENT	SOLDE REDRESSÉ
BILAN			
Immobilisations corporelles	282 489	(2 353)	280 136
Passif d'impôts futurs	21 564	(784)	20 780
Bénéfices non répartis	99 208	(1 559)	97 649
Écarts de conversion cumulés	(28 057)	(10)	(28 067)
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006			
(en milliers de dollars, sauf les montants par action)	SOLDE AVANT MODIFICATION	AMORTISSEMENT	SOLDE REDRESSÉ
RÉSULTATS CONSOLIDÉS			
Amortissement ⁽¹⁾	20 880	449	21 329
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	(5 774)	(150)	(5 924)
Bénéfice net	15 020	(299)	14 721
Bénéfice net par action de catégorie A de base (en dollars)	0,50	(0,01)	0,49
Bénéfice net par action de catégorie A dilué (en dollars)	0,49	(0,01)	0,48

(1) Le solde redressé ne considère pas le reclassement de l'amortissement des frais du programme de monétisation d'un montant de 153 000 \$ au poste *Frais de financement*.
Se référer à la note 10 des états financiers annuels.

Les redressements n'ont eu aucun impact sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement ou de financement.

RÉSULTAT ÉTENDU, CAPITAUX PROPRES, INSTRUMENTS FINANCIERS ET COUVERTURES

Le 1^{er} janvier 2007, la Société a adopté les nouvelles recommandations du chapitre 1530 « Résultat étendu », du chapitre 3251 « Capitaux propres », du chapitre 3855 « Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation » et du chapitre 3865 « Couvertures », du manuel de l'ICCA. L'application de ces nouvelles normes est faite rétroactivement sans retraitement des états financiers des périodes antérieures.

Le chapitre 1530 « Résultat étendu » établit les normes de divulgation et de présentation du résultat étendu et de ses composantes. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres d'une société qui découle d'opérations et d'événements sans rapport avec les actionnaires. Ces opérations incluent notamment la variation de l'écart de conversion relativement aux établissements étrangers autonomes ainsi que les gains et pertes latents relativement aux variations de juste valeur de certains instruments financiers.

Le chapitre 3251 « Capitaux propres » décrit les normes de présentation des capitaux propres et des variations des capitaux propres. En raison de l'adoption des chapitres 3251 et 1530 décrits ci-dessus, la Société inclut maintenant dans ses capitaux propres des informations sur le résultat étendu et les autres éléments du résultat étendu. Le 1^{er} janvier 2007, un montant de 28,1 M\$, précédemment enregistré comme *Écarts de conversion cumulés* a été reclassé dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

Le chapitre 3855 « Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation » établit les normes de comptabilisation et d'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des dérivés. Ces normes stipulent à quel moment et à quel montant un instrument financier doit être comptabilisé dans le bilan ainsi que la présentation des gains et des pertes dans les états financiers consolidés.

La Société a effectué les classements suivants :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie et les quotas CO₂ sont classifiés comme des « Actifs détenus à des fins de transaction » et sont évalués à la juste valeur. Les gains et les pertes résultant de la réévaluation périodique sont enregistrés au bénéfice net ;
- les comptes débiteurs, les fonds de réserve et autres placements en fidéicommiss et les autres placements sont classifiés comme des « Prêts et créances ». Ils sont enregistrés au coût, lequel lors de l'enregistrement initial correspond à leur juste valeur. Les évaluations subséquentes sont enregistrées au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les comptes créditeurs et charges à payer, les autres passifs et la dette à long terme sont classifiés comme « Autres passifs ». Ils sont évalués initialement à la juste valeur et les évaluations subséquentes sont enregistrées au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Le chapitre 3855 fournit aussi des lignes directrices pour la comptabilisation des coûts de transaction engagés dans l'émission d'instruments d'emprunt. Les coûts de transaction sont maintenant déduits des passifs financiers et sont amortis en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie prévue du passif concerné. À la suite de l'application du chapitre 3855, les frais de financement non amortis de 3,0 M\$ au 1^{er} janvier 2007, préalablement comptabilisés comme *Autres actifs*, ont été reclassés contre la *Dettes à long terme*. Les coûts de mise en place du programme de monétisation de 5,7 M\$ ont également été réclassés à l'encontre des *Autres passifs*.

La Société a choisi le 1^{er} janvier 2003 comme date de transition pour les instruments financiers incorporés.

Le chapitre 3865 « Couvertures » précise la manière d'appliquer la comptabilité de couverture. La Société a choisi de continuer d'appliquer, conformément à sa stratégie de gestion de risques, la comptabilité de couverture pour ses swaps de taux d'intérêts et ses swaps financiers d'électricité à titre de couverture des flux de trésorerie. Ces dérivés sont évalués à la juste valeur et les gains et les pertes résultant de la réévaluation périodique sont enregistrés au résultat étendu, dans la mesure où la couverture est jugée efficace.

L'application de ces nouvelles normes s'est traduite, au 1^{er} janvier 2007 par une diminution du cumul des autres éléments du résultat étendu de 3,6 M\$, par une augmentation des instruments financiers dérivés présentés à l'actif de 5,3 M\$ et par une augmentation des passifs d'impôts futurs de 1,7 M\$. L'application de ces nouvelles normes n'a aucune incidence sur les flux de trésorerie de la Société.

MODIFICATIONS COMPTABLES

En juillet 2006, l'ICCA a modifié le chapitre 1506 du manuel de l'ICCA, « Modifications comptables », qui s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2007. Le chapitre révisé établit les critères relatifs au changement de méthodes comptables en plus de porter sur le traitement comptable et les informations à fournir relatives aux changements de méthodes comptables, aux changements d'estimations comptables et aux corrections d'erreurs. L'adoption de ce chapitre n'a pas eu d'impact sur les résultats, le bilan ou les flux de trésorerie de Boralex.

NOUVELLES CONVENTIONS

COMPTABLES PRÉVUES EN 2008

INSTRUMENTS FINANCIERS – INFORMATIONS À FOURNIR ET PRÉSENTATION

En décembre 2006, l'ICCA a publié deux nouveaux chapitres : le chapitre 3862 du manuel, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863 du manuel « Instruments financiers – présentation ». Ces deux chapitres visent à remplacer le chapitre 3861 et s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. Ces chapitres apportent de nouvelles exigences en matière de divulgation d'informations, particulièrement au niveau de la documentation des risques. Boralex ne s'attend pas à ce que l'adoption de ce chapitre ait un impact sur ses résultats, son bilan ou ses flux de trésorerie.

INFORMATION À FOURNIR CONCERNANT LE CAPITAL

En décembre 2006, l'ICCA a publié le chapitre 1535 du manuel « Information à fournir concernant le capital ». Ce nouveau chapitre définit les exigences en matière d'informations à fournir sur le capital, telles que : des informations qualitatives sur les objectifs, politiques et procédures de gestion du capital, des données quantitatives synthétiques sur les éléments inclus dans la gestion du capital, le fait que l'entité s'est conformée au cours de la période aux exigences en matière de capital auxquelles elle est soumise en vertu de règles extérieures, et si l'entité ne s'est pas conformée aux exigences en question, les conséquences de cette inapplication. Ce nouveau chapitre s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. La Société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ce chapitre ait un impact sur ses résultats, son bilan ou ses flux de trésorerie.

STOCK

En juin 2007, l'ICCA a publié le chapitre 3031, « Stocks ». Ce nouveau chapitre définit les exigences en matière de mesure et de présentation des stocks. Ce nouveau chapitre s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2008. La Société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ce chapitre ait un impact sur ses résultats, son bilan ou ses flux de trésorerie.

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).

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.



Patrick Lemaire
Président et chef de la direction



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

Montréal, Canada
Le 28 février 2008

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Boralex inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Boralex inc. aux 31 décembre 2007 et 2006 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis, du résultat étendu 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 2007 et 2006 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
PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Montréal, Canada
Le 28 février 2008

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en milliers de dollars)

NOTE

2007

2006

(REDRESSÉ –
NOTE 3)

ACTIF

ACTIF À COURT TERME

Trésorerie et équivalents de trésorerie		79 195	13 899
Comptes débiteurs		39 200	26 964
Impôts futurs	16	2 394	–
Stocks		8 002	5 342
Frais payés d'avance		2 171	2 776

		130 962	48 981
Placement	5 a	67 321	75 553
Immobilisations corporelles	6	258 712	280 136
Contrats de vente d'électricité	7	18 527	20 631
Impôts futurs	16	–	6 249
Autres actifs	8	39 209	44 480
		514 731	476 030

PASSIF

PASSIF À COURT TERME

Comptes créditeurs et charges à payer		20 869	20 005
Impôts sur le bénéfice		1 481	1 786
Partie à court terme de la dette à long terme	9	26 786	41 835

		49 136	63 626
Dette à long terme	9	148 747	192 493
Impôts futurs	16	23 430	20 780
Juste valeur des instruments financiers dérivés		1 400	–
Autres passifs	10	6 642	16 368
Part des actionnaires sans contrôle		607	730

229 962 293 997

CAPITAUX PROPRES

Capital-actions	12	221 557	111 281
Surplus d'apport	13	1 974	1 170
Bénéfices non répartis		115 669	97 649
Cumul des autres éléments du résultat étendu	14	(54 431)	(28 067)

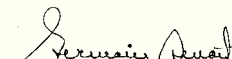
284 769 182 033

514 731 476 030

Approuvé par le Conseil,



Bernard Lemaire
Administrateur



Germain Benoit
Administrateur

Résultats consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	NOTE	2007	2006
			(REDRESSÉ – NOTE 3)
Produits de la vente d'énergie		162 816	120 002
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	10	12 033	10 622
Charges d'exploitation		112 184	95 380
		62 665	35 244
Part des résultats du Fonds		6 830	10 023
Revenus de gestion du Fonds	5 b	5 601	5 457
Autres revenus		2 503	4 776
		77 599	55 500
AUTRES CHARGES			
Gestion et exploitation du Fonds		4 510	4 249
Administration		12 336	8 429
		16 846	12 678
BÉNÉFICE D'EXPLOITATION AVANT AMORTISSEMENT		60 753	42 822
Amortissement		21 627	21 176
Instruments financiers	11	(5 875)	–
Frais de financement	15	15 069	12 681
		30 821	33 857
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE		29 932	8 965
Charge (recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	16	8 457	(5 924)
		21 475	14 889
Part des actionnaires sans contrôle		70	(168)
BÉNÉFICE NET		21 545	14 721
Bénéfice net par action de catégorie A de base		0,63 \$	0,49 \$
Bénéfice net par action de catégorie A dilué		0,62 \$	0,48 \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)	12	34 403 033	30 033 885

Bénéfices non répartis consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	NOTE	2007	2006
Solde au début de l'exercice, tel que publié antérieurement		99 208	84 188
Modification de convention comptable	3	(1 559)	(1 260)
Solde au début de l'exercice, redressé		97 649	82 928
Frais d'émission d'actions, net des impôts afférents		(3 525)	–
Bénéfice net de l'exercice		21 545	14 721
Solde à la fin de l'exercice		115 669	97 649

Résultats étendus consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	NOTE	2007	2006
Bénéfice net de l'exercice		21 545	14 721
Autres éléments du résultat étendu			
ÉCARTS DE CONVERSION			
Gains (pertes) de change latent(e)s sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(24 395)	2 898
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		(2 670)	(77)
Impôts		519	(369)
COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		2 828	–
Éléments de couverture réalisés et portés au bénéfice net		(1 959)	–
Cessation de relations de couverture	11	(5 874)	–
Impôts		1 602	–
		(29 949)	2 452
Résultat étendu de l'exercice		(8 404)	17 173

Flux de trésorerie consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	NOTE	2007	2006
			(REDRESSÉ – NOTE 3)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net		21 545	14 721
Distributions reçues du Fonds	5 a	12 391	12 392
Redressements pour les éléments hors caisse			
Instruments financiers	11	(5 875)	–
Part des résultats du Fonds		(6 830)	(10 023)
Amortissement		21 627	21 176
Amortissement des frais de financement reportés et du programme de monétisation		2 795	628
Crédits d'impôt pour énergie renouvelable		(4 460)	(9 870)
Impôts futurs	16	8 348	(5 250)
Autres		2 007	744
		51 548	24 518
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	17	(16 491)	(10 713)
		35 057	13 805
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Nouvelles immobilisations corporelles		(22 478)	(19 201)
Variation des réserves pour le service de la dette		6 175	(5 905)
Acquisitions d'entreprises	4	–	(6 749)
Projets de développement		(4 609)	(848)
Autres		(2 595)	(1 045)
		(23 507)	(33 748)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Emprunts et avances bancaires		–	(1 215)
Augmentation de la dette à long terme		151 437	69 629
Versements sur la dette à long terme		(198 454)	(56 487)
Frais de financement		(1 632)	(1 167)
Programme de monétisation et frais afférents	10	(593)	10 935
Produit net d'émission d'actions		105 307	273
Autres		(50)	–
		56 015	21 968
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		(2 269)	1 259
VARIATION NETTE DE TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		65 296	3 284
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE AU DÉBUT DE L'EXERCICE		13 899	10 615
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA FIN DE L'EXERCICE		79 195	13 899
INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES			
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PAYÉS POUR :			
Intérêts		11 522	12 028
Impôts sur le bénéfice		1 065	720

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2007 et 2006

(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 2007, elle détenait des participations dans sept sites éoliens (six en 2006), sept centrales hydroélectriques (sept en 2006), six centrales thermiques aux résidus de bois (six en 2006) et une centrale de cogénération alimentée en gaz naturel (une en 2006) et totalisant une puissance de 351 mégawatts (« MW* ») (333,2 MW en 2006). La Société assure également l'exploitation de dix centrales (dix en 2006) détenues par le Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »), dans lequel la Société possède une participation, ainsi que deux centrales hydroélectriques 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 n'ont pas fait l'objet d'une vérification par les vérificateurs.)

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 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 15 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.

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

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 et que le recouvrement est considéré comme probable.

REVENUS DE GESTION

Les revenus de gestion du Fonds et les autres revenus sont constatés lorsque le service est rendu et que le recouvrement est considéré comme probable.

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.

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, pour la gestion de ses risques de taux d'intérêt ainsi que pour la gestion de ses risques de taux de change. 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.

Les instruments financiers dérivés 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. 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 ou de prix futurs.

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 variations de juste valeur sont portées au *Cumul des autres éléments du résultat étendu* jusqu'à la date de compensation de l'instrument dérivé, sauf la portion inefficace des instruments financiers dérivés qui est portée immédiatement aux résultats sous le poste *Instruments financiers*. 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. En ce qui concerne les instruments dérivés désignés en couverture d'achat futurs d'immobilisations, les compensations sont enregistrées à l'encontre de l'immobilisation couverte.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS NON DÉSIGNÉS EN RELATION DE COUVERTURE

Pour ces instruments financiers dérivés, les variations de juste valeur et la compensation finale seraient immédiatement portées aux résultats de la Société sous le poste *Instruments financiers*. Aux 31 décembre 2006 et 2007, tous les instruments financiers dérivés détenus par la Société sont désignés comme éléments de couverture.

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, de certificats de dépôts garantis par des banques ou des fonds garantis par des obligations gouvernementales. Ces instruments doivent être facilement convertibles en un montant connu d'espèces, et avoir une échéance initiale 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.

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

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.

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 :

SITES ÉOLIENS

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

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Les centrales américaines sont amorties linéairement sur une durée d'environ 40 ans. Les centrales du Québec sont amorties selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés de 3 % sur une durée similaire.

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. En assumant une production stable et continue, la durée d'amortissement des équipements est d'environ 20 ans. En ce qui concerne les entretiens majeurs récurrents, ceux-ci sont capitalisés et amortis sur leur durée de vie estimative spécifique, ce qui peut varier de 5 à 10 ans.

CENTRALE AU GAZ NATUREL

L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période moyenne de 15 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.

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 du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie prévue du passif concerné et sont déduits des passifs financiers. Cette convention comptable a été modifiée en 2007 (voir note 3).

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

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 DÉVELOPPEMENT

Les frais des projets en développement 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 DEVICES

OPÉRATIONS CONCLUES EN DEVICES

Les opérations libellées en devises sont comptabilisées au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis 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 *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

AUTRES PASSIFS

Les autres passifs correspondent au solde de l'obligation de la Société relativement au paiement initial reçu lors de la mise en place du programme de monétisation des crédits d'impôts américains pour énergie renouvelable, déduction faite des frais du programme de monétisation. 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 10 des présents états financiers consolidés fournit plus de détails sur le programme.

Les frais de mise en place du programme de monétisation sont amortis selon la méthode du taux effectif, sur la durée du programme, soit environ trois ans.

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 *Surplus d'apport*.

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

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 n'a pas d'obligations contractuelles liées à la mise hors service de ses immobilisations. Par contre, selon la réglementation en vigueur, la Société pourrait être obligée d'effectuer certains travaux dans le cas d'arrêt de certaines de ses activités. Selon les réglementations, un locataire est dans l'obligation de remettre les lieux dans l'état où ils étaient lorsqu'il en a pris possession. Cependant, il est normalement permis de remettre les ouvrages ou constructions au bailleur, sans compensation, dans le cas où il s'avère impossible de les enlever. C'est le cas des centrales hydroélectriques en général, dont la présence modifie l'écosystème et la vie économique avoisinants. Il est normalement plus avantageux pour l'environnement, les riverains et les entreprises, de maintenir le barrage.

En ce qui concerne les sites éoliens, il existe aussi une réglementation française qui requiert du propriétaire qu'il démantèle les installations lorsqu'il décidera d'en abandonner l'exploitation. Ces coûts seraient liés en majeure partie à l'enlèvement, au transport et à la mise au rebut des bases de béton armé qui supportent les éoliennes. Ces travaux sont estimés à des montants d'environ 70 000 \$ à 130 000 \$ par éolienne. Le plan d'affaire actuel ne prévoit pas que la Société arrêtera l'exploitation de ces sites.

Finalement, la Société possède des obligations environnementales relativement à ses centrales alimentées en résidus de bois. En effet, si une centrale était vendue, il serait de sa responsabilité d'enlever les piles de résidus de bois et les membranes de protection environnementales. La Société a déterminé que les résidus de bois seraient brûlés dans la production d'électricité et que les coûts additionnels de nettoyage seraient d'environ 100 000 \$ à 150 000 \$ par site. Cependant, puisque cette obligation se concrétise seulement lors de la disposition d'un site, et que les coûts qui en découlent sont négligeables par rapport à la valeur des autres actifs de ce type de centrale, il est probable que ces coûts feraient partie de la transaction et que la Société n'aurait rien à déboursier.

Bref, aucun passif n'a été constitué parce que la Société 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 donc 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 l'*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.

CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été apportés aux états financiers consolidés de l'exercice précédent afin de se conformer à la présentation adoptée en 2007.

Note 3. Modification de convention comptable et nouvelles conventions comptables adoptées en 2007 et 2008

AMORTISSEMENT

Au cours du premier trimestre de 2007, la Société a modifié sa méthode d'amortissement pour sa centrale alimentée au gaz naturel et deux de ses sites éoliens. En effet, ces sites qui constituaient les premiers investissements de la Société dans ces secteurs en France, étaient amortis sur la base de la durée de leur contrat de vente d'électricité. À la suite d'une analyse technique des équipements, il en ressort qu'une méthode basée sur la durée de vie des différentes composantes reflète mieux la consommation des avantages futurs liés à ces actifs. Les immobilisations de ces unités d'exploitation ont donc été séparées par grandes composantes et elles sont amorties linéairement sur la base de leur espérance de vie spécifique. La durée de vie de ces composantes varie entre cinq et 20 ans. Ce changement de convention comptable a été appliqué rétroactivement avec redressement des exercices antérieurs.

L'effet de cette modification sur les états financiers présentés antérieurement est comme suit :

	AU 31 DÉCEMBRE 2006		
	SOLDE AVANT MODIFICATION	AMORTISSEMENT	SOLDE REDRESSÉ
BILAN			
Immobilisations corporelles	282 489	(2 353)	280 136
Passif d'impôts futurs	21 564	(784)	20 780
Bénéfices non répartis	99 208	(1 559)	97 649
Écarts de conversion cumulés	(28 057)	(10)	(28 067)

	POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006		
	SOLDE AVANT MODIFICATION	AMORTISSEMENT	SOLDE REDRESSÉ
RÉSULTATS CONSOLIDÉS			
Amortissement ⁽¹⁾	20 880	449	21 329
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	(5 774)	(150)	(5 924)
Bénéfice net	15 020	(299)	14 721
Bénéfice net par action de catégorie A de base (en dollars)	0,50	(0,01)	0,49
Bénéfice net par action de catégorie A dilué (en dollars)	0,49	(0,01)	0,48

(1) Le solde redressé ne considère pas le reclassement de l'amortissement des frais du programme de monétisation d'un montant de 153 000 \$ au poste *Frais de financement*.
Se référer à la note 10.

Les redressements n'ont eu aucun impact sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement ou de financement.

RÉSULTAT ÉTENDU, CAPITAUX PROPRES, INSTRUMENTS FINANCIERS ET COUVERTURES

Le 1^{er} janvier 2007, la Société a adopté les nouvelles recommandations du chapitre 1530 « Résultat étendu », du chapitre 3251 « Capitaux propres », du chapitre 3855 « Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation » et du chapitre 3865 « Couvertures », du manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). L'application de ces nouvelles normes est faite rétroactivement sans retraitement des états financiers des périodes antérieures.

Le chapitre 1530 « Résultat étendu » établit les normes de divulgation et de présentation du résultat étendu et de ses composantes. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres d'une société qui découle d'opérations et d'événements sans rapport avec les actionnaires. Ces opérations incluent notamment la variation de l'écart de conversion relativement aux établissements étrangers autonomes ainsi que les gains et pertes latents relativement aux variations de juste valeur de certains instruments financiers.

Le chapitre 3251 « Capitaux propres » décrit les normes de présentation des capitaux propres et des variations des capitaux propres. En raison de l'adoption des chapitres 3251 et 1530 décrite ci-dessus, la Société inclut maintenant dans ses capitaux propres des informations sur le résultat étendu et les autres éléments du résultat étendu. Le 1^{er} janvier 2007, un montant de 28 067 000 \$, précédemment enregistré comme *Écarts de conversion cumulés* a été reclassé dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

Note 3. Modification de conventions comptables et nouvelles conventions comptables adoptées en 2007 et 2008 (suite)

Le chapitre 3855 « Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation », établit les normes de comptabilisation et d'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des dérivés. Ces normes stipulent à quel moment et à quel montant un instrument financier doit être comptabilisé dans le bilan ainsi que la présentation des gains et des pertes dans les états financiers consolidés.

La Société a effectué les classements suivants :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont classifiés comme des « Actifs détenus à des fins de transaction » et sont évalués à la juste valeur. Les gains et les pertes résultant de la réévaluation périodique sont enregistrés au bénéfice net ;
- les comptes débiteurs, les fonds de réserve et autres placements en fidéicommis et les autres placements sont classifiés comme des « Prêts et créances ». Ils sont enregistrés au coût, lequel lors de l'enregistrement initial correspond à leur juste valeur. Les évaluations subséquentes sont enregistrées au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les comptes créditeurs et charges à payer, les autres passifs et la dette à long terme sont classifiés comme « Autres passifs ». Ils sont évalués initialement à la juste valeur et les évaluations subséquentes sont enregistrées au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Le chapitre 3855 fournit aussi des lignes directrices pour la comptabilisation des coûts de transaction engagés dans l'émission d'instruments d'emprunt. Les coûts de transaction sont maintenant déduits des passifs financiers et sont amortis en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie prévue du passif concerné. À la suite de l'application du chapitre 3855, les frais de financement non-amortis de 3 011 000 \$ au 1^{er} janvier 2007, préalablement comptabilisés comme *Autres actifs*, ont été reclassés contre la *Dette à long terme*. Les coûts de mise en place du programme de monétisation de 5 673 000 \$ ont également été reclassés à l'encontre des *Autres passifs*.

La Société a choisi le 1^{er} janvier 2003 comme date de transition pour les instruments financiers incorporés.

Le chapitre 3865 « Couvertures » précise la manière d'appliquer la comptabilité de couverture. La Société a choisi de continuer d'appliquer, conformément à sa stratégie de gestion de risques, la comptabilité de couverture pour ses swaps de taux d'intérêts et ses swaps financiers d'électricité à titre de couverture des flux de trésorerie. Ces dérivés sont évalués à la juste valeur et les gains et les pertes résultant de la réévaluation périodique sont enregistrés au résultat étendu, dans la mesure où la couverture est jugée efficace.

L'application de ces nouvelles normes s'est traduite, au 1^{er} janvier 2007 par une diminution du cumul des autres éléments du résultat étendu de 3 585 000 \$, par une augmentation des instruments financiers dérivés présentés à l'actif de 5 272 000 \$ et par une augmentation des passifs d'impôts futurs de 1 687 000 \$. L'application de ces nouvelles normes n'a aucune incidence sur les flux de trésorerie de la Société.

MODIFICATIONS COMPTABLES

En juillet 2006, l'ICCA a modifié le chapitre 1506 du manuel de l'ICCA, « Modifications comptables », qui s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2007. Le chapitre révisé établit les critères relatifs au changement de méthodes comptables en plus de porter sur le traitement comptable et les informations à fournir relatives aux changements de méthodes comptables, aux changements d'estimations comptables et aux corrections d'erreurs. L'adoption de ce chapitre n'a pas eu d'impact sur les résultats, le bilan ou les flux de trésorerie de la Société.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES EN 2008

En décembre 2006, l'ICCA a publié deux nouveaux chapitres : le chapitre 3862 du manuel, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863 du manuel, « Instruments financiers – présentation ». Ces deux chapitres visent à remplacer le chapitre 3861 et s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. Ces chapitres apportent de nouvelles exigences en matière de divulgation d'informations, particulièrement au niveau de la documentation des risques. La Société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ce chapitre ait un impact sur ses résultats, son bilan ou ses flux de trésorerie.

En décembre 2006, l'ICCA a publié le chapitre 1535 du manuel, « Information à fournir concernant le capital ». Ce nouveau chapitre définit les exigences en matière d'informations à fournir sur le capital, telles que : des informations qualitatives sur les objectifs, politiques et procédures de gestion du capital, des données quantitatives synthétiques sur les éléments inclus dans la gestion du capital, le fait que l'entité s'est conformée au cours de la période aux exigences en matière de capital auxquelles elle est soumise en vertu de règles extérieures, et si l'entité ne s'est pas conformée aux exigences en question, les conséquences de cette inapplication. Ce nouveau chapitre s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007. La Société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ce chapitre ait un impact sur ses résultats, son bilan ou ses flux de trésorerie.

En juin 2007, l'ICCA a publié le chapitre 3031 « Stocks ». Ce nouveau chapitre définit les exigences en matière de mesure et de présentation des stocks. Ce nouveau chapitre s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2008. La Société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ce chapitre ait un impact sur ses résultats, son bilan ou ses flux de trésorerie.

Note 4. Acquisitions d'entreprises

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.

	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

Boralex a constaté ces acquisitions selon la méthode de l'achat pur et simple. Les comptes et les résultats de ces entreprises sont inclus dans les états financiers consolidés à compter de leur date d'acquisition.

Note 5. Placement

Le Fonds est une fiducie de revenu dans laquelle la Société détient une participation de 23 % aux 31 décembre 2007 et 2006.

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

	2007	2006
Parts de fiducie, au coût net du gain non constaté	95 401	95 401
Part des résultats	50 863	44 033
Gain sur dilution	545	545
Part des distributions	i) (72 055)	(59 664)
Part des écarts de conversion cumulés	(7 433)	(4 762)
	67 321	75 553

i) au cours de l'exercice, la Société a encaissé un montant de 12 391 000 \$ (12 392 000 \$ en 2006) 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les revenus relatifs à cette convention ont été de 5 223 000 \$ (5 165 000 \$ en 2006) ;
- 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 378 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (292 000 \$ en 2006). Cette convention prend fin en 2023 et est renouvelable pour des durées additionnelles de cinq ans au gré du gestionnaire.

Note 5. Placement (suite)

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 2007, les comptes débiteurs incluaient un montant à recevoir du Fonds de 1 616 000 \$ (1 872 000 \$ en 2006), dont 1 033 000 \$ à titre de distribution à recevoir (1 033 000 \$ en 2006).

d) Le tableau suivant présente certains renseignements financiers provenant des états financiers consolidés du Fonds aux 31 décembre 2007 et 2006 et des exercices terminés à ces dates :

	2007	2006
BILANS CONSOLIDÉS		
Fonds de roulement, net	13 803	23 123
Actifs incorporels et écarts d'acquisition	99 933	128 147
Immobilisations corporelles et autres actifs à long terme	376 068	411 377
Passifs à long terme	(153 209)	(125 616)
Actif net total	336 595	437 031

	2007	2006
RÉSULTATS CONSOLIDÉS		
Produits	102 168	115 226
Bénéfice d'exploitation avant amortissement	55 241	70 875
Bénéfice net (perte nette)	(35 693)	33 966
FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS		
Activités d'exploitation	46 266	57 618
Activités d'investissement	(4 001)	(3 128)
Activités de financement	(53 641)	(53 000)

Suite à l'adoption en 2007 des nouvelles règles fiscales applicables aux fiducies de revenu publiques, le Fonds a constaté une charge d'impôts futurs de 41 958 000 \$. Puisque Boralex avait déjà constaté les impôts futurs liés à sa participation dans le Fonds, cette charge n'a pas eu d'effet sur la quote-part de Boralex dans le Fonds. De plus, il est à noter qu'au 31 décembre 2007, le Fonds a enregistré une charge de 13 997 000 \$ à titre de dépréciation d'un écart d'acquisition. En raison du changement dans l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité au Québec, le Fonds a dû repositionner ses estimés en ce qui concerne le prix de renouvellement de son contrat avec Hydro-Québec pour sa centrale au gaz naturel.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la proportion des produits du Fonds réalisés au Canada et aux États-Unis est de 74 % et 26 % respectivement (66 % et 34 % en 2006). Au 31 décembre 2007 et 2006, les immobilisations corporelles se situaient à 72 % (68 % en 2006) au Canada et à 28 % (32 % en 2006) aux États-Unis.

Note 6. Immobilisations corporelles

	2007		
	COÛT	AMORTISSEMENT CUMULÉ	MONTANT NET
Sites éoliens	175 563	23 548	152 015
Centrales hydroélectriques	12 617	2 588	10 029
Centrales thermiques alimentées en résidus de bois	116 485	33 329	83 156
Centrale au gaz naturel	15 047	6 109	8 938
Corporatif et autres	7 137	2 563	4 574
	326 849	68 137	258 712

Note 6. Immobilisations corporelles (suite)

	2006		
	COÛT	AMORTISSEMENT CUMULÉ	(REDRESSÉ - NOTE 3) MONTANT NET
Sites éoliens	170 503	14 489	156 014
Centrales hydroélectriques	13 096	2 405	10 691
Centrales thermiques alimentées en résidus de bois	128 022	30 103	97 919
Centrale au gaz naturel	16 100	5 367	10 733
Corporatif et autres	6 938	2 159	4 779
	334 659	54 523	280 136

L'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 20 693 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (18 964 000 \$ en 2006), incluant un montant de 2 281 000 \$ relativement aux contrats de location-acquisition (1 543 000 \$ en 2006). 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 32 156 000 \$ et 11 376 000 \$ au 31 décembre 2007 (33 232 000 \$ et 6 987 000 \$ au 31 décembre 2006).

Les immobilisations comprennent des pièces de rechange pour un montant de 2 092 000 \$ (2 632 000 \$ en 2006) et des sites éoliens en construction pour un montant de 3 752 000 \$ (9 474 000 \$ en 2006). Ces immobilisations ne sont pas amorties jusqu'à leur mise en service.

En 2007, des intérêts d'un montant de 371 000 \$ ont été capitalisés au coût des immobilisations corporelles qui ont été construites (420 000 \$ en 2006).

Note 7. Contrats de vente d'électricité

	2007	2006
Coût	21 373	22 935
Amortissement cumulé	2 846	2 304
	18 527	20 631

L'amortissement des contrats de vente d'électricité s'élève à 842 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 (1 698 000 \$ en 2006) et est comptabilisé au poste *Amortissement*.

Note 8. Autres actifs

	NOTE	2007	2006
Crédits d'impôt pour énergie renouvelable	a	17 573	20 231
Frais de financement reportés		-	3 011
Frais du programme de monétisation	a	-	5 673
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommiss	b	1 519	8 280
Investissements nets dans des contrats de location-financement	c	6 669	5 420
Juste valeur des instruments financiers dérivés		6 863	-
Frais reportés		519	355
Quota de CO ₂		-	71
Projets en développement	d	5 988	1 360
Placements		78	79
		39 209	44 480

Les frais de financement non-amortis de 3 011 000 \$ au 1^{er} janvier 2007, ainsi que les frais du programme de monétisation de 5 673 000 \$, préalablement comptabilisés comme *Autres actifs*, ont été reclassés respectivement contre la *Dettes à long terme* et contre les *Autres passifs* à la suite de l'application du chapitre 3855.

L'amortissement des frais de financement reportés était de 475 000 \$ en 2006 et l'amortissement des frais du programme de monétisation de 153 000 \$.

L'amortissement des frais reportés est de 92 000 \$ en 2007 (65 000 \$ en 2006). Ce montant est comptabilisé sous le poste *Amortissement*. Les autres éléments ne sont pas sujets à l'amortissement.

Note 8. Autres actifs (suite)

Notes :

- 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 (voir note 10) 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 3 à 5 prochaines années. La note 10 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 avait constitué en 2006 des réserves de liquidités afin de pourvoir au service de la dette. Dans le cadre du refinancement du 25 juin 2007, certaines de ces réserves ont été libérées. Depuis cette date, la Société possède la nouvelle entente cadre qui comprend des crédits additionnels sur lequel la Société peut tirer les sommes requises si jamais des réserves devaient être constituées pour sécuriser le service de la dette.
- Au 31 décembre 2007, les réserves pour service de la dette à long terme garantissent des financements en France et au Canada. En France, le montant de réserves s'élève à 1 382 000 \$ (958 000 €), tandis qu'au Canada, les réserves sont de 137 000 \$. Ces réserves représentent de 3 à 6 mois de service de la dette selon le projet.
- c) Les contrats de location-financements sont effectués avec des fournisseurs américains et canadiens. Au 31 décembre 2007, les montants à recevoir en devises sont de : 5 147 000 \$US (5 086 000 \$) et 1 583 000 \$ respectivement.
- d) Les projets en développements comprennent majoritairement un projet éolien au Québec, un projet éolien en Ontario et un projet solaire en Espagne.

Note 9. Dette à long terme

La dette à long terme comprend ce qui suit :

	NOTE	ÉCHÉANCE	TAUX (1)	2007	2006
Crédit rotatif	a	2011	–	–	49 493
Crédit-relais	b	2008	4,58	9 811	24 408
Convention cadre–projets éoliens	c	2017-2022	4,99	135 839	23 087
Crédits prioritaires et juniors–projets éoliens	c	–	–	–	98 195
Prêt à terme–ferme éolienne de Nibas	d	2016	5,00	11 657	13 531
Prêt à terme–centrale de Stratton	e	2010	7,98	3 455	5 006
Crédits-baux	f	2012-2015	5,70	14 943	18 600
Autres dettes				4 450	2 008
				180 155	234 328
Partie à court terme				(26 786)	(41 835)
Frais de financement reportés, net de l'amortissement cumulé (note 3)				(4 622)	–
				148 747	192 493

(1) Taux moyens pondérés de l'année 2007, ajustés pour tenir compte de l'effet des swaps de taux d'intérêts.

- a) Le crédit rotatif d'un montant autorisé de 85 000 000 \$ porte intérêt à taux variable, selon les taux préférentiels du Canada ou encore selon les taux du marché monétaire ajustés d'une marge. Ce crédit 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 2007, aucun montant n'était utilisé mais des lettres de crédit d'un montant total de 11 930 000 \$ (incluant la lettre de crédit discutée en b) étaient émises contre ce crédit d'exploitation. Finalement, la valeur marchande d'une unité était à 5,91 \$ et le seuil de remboursement à 1,45 \$ (incluant toutes les lettres de crédit en circulation émises sur le crédit d'exploitation). Vers la fin de 2007, la période rotative a été prolongée jusqu'au 27 janvier 2011.
- b) Ce crédit-relais d'un montant de 6 800 000 € (15 873 000 € en 2006) porte intérêt à taux variable selon les taux EURIBOR ajustés d'une marge. Pour garantir ce crédit, Boralex a émis une lettre de crédit d'un montant de 9 811 000 \$ en 2007 (25 269 000 \$ en 2006), tirée à même son crédit rotatif. Tel que discuté ici-bas, la Société a procédé en juin 2007 à un refinancement majeur de sa convention cadre. Cette transaction lui a permis de rembourser en partie le crédit-relais, et par le fait même réduire la lettre de crédit qui le garanti. Son échéance actuelle est le 30 juin 2008, mais la Société s'attend à ce que celui-ci soit renouvelé.

Note 9. Dette à long terme (suite)

c) Au cours du deuxième trimestre de 2007, la Société a procédé au refinancement de sa convention cadres et des crédits prioritaires et juniors rattachés aux sites éoliens de Ally, Cham de Cham Longe, Plouguin et La Citadelle. Ce refinancement a été réalisé par le biais d'une nouvelle entente cadre comportant une tranche sénior d'un maximum de 250 millions d'euros et une tranche junior d'un maximum de 15 millions d'euros. Les anciens crédits, incluant l'ancien financement cadre, ont été ainsi remboursés à l'aide de sommes tirées sur la nouvelle entente. La création d'une nouvelle entente cadre a aussi permis d'étendre la durée de tirages prévus à l'entente jusqu'au 31 décembre 2010.

En raison de la diversification accrue du portefeuille de garantie, la Société a réussi à augmenter sa capacité d'emprunt, tout en réduisant les montants d'argent liquide nécessaires à garantir le service de la dette. Ainsi, deux nouvelles marges de crédit ont été négociées afin de couvrir les besoins temporaires éventuels de fonds de roulement requis pour servir la dette. Ces marges de crédit sont de 7 260 000 \$ (5 032 000 euros) et 811 000 \$ (562 000 euros) respectivement.

Le financement émis sous la convention cadre est garanti par les actifs des projets, cependant, la tranche junior est subordonnée à la tranche sénior. Le taux d'intérêt est variable et basé sur l'EURIBOR ajusté d'une marge, mais la Société a utilisé des swaps de taux d'intérêt afin de réduire son exposition aux variations des taux d'intérêts, tel que discuté ci-après. Les remboursements sont effectués semestriellement.

Au 31 décembre 2007, la disponibilité de la convention cadre s'établit comme suit :

(en milliers d'euros)	LIMITES DE CREDIT	MONTANTS UTILISÉS	DISPONIBILITÉ
Crédits prioritaires	250 000	87 100	162 900
Crédits juniors	15 000	7 050	7 950
	265 000	94 150	170 850

d) Ce prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,00 % et est assorti de remboursements semestriels. Au 31 décembre 2007, le solde était de 8 079 000 € (8 800 000 € en 2006). La totalité des actifs du site éolien de Nibas est donné en garantie de ce prêt.

e) Ce prêt porte intérêt à un taux variable basé sur le taux de base aux États-Unis ou les taux du marché monétaire ajustés d'une marge. Ce prêt qui tombait à échéance en 2007 a été prolongé pour une période additionnelle de trois ans, soit au 31 juillet 2010, selon les mêmes conditions. Il est assorti de remboursements trimestriels. Au 31 décembre 2007, le solde était de 3 496 000 \$US (4 296 000 \$US en 2006). La totalité des actifs de la centrale de Stratton est donné en garantie de ce prêt.

f) Les crédits-baux sont constitués de contrats de location-acquisition portant sur des actifs situés en France. Le solde de ces crédits est de 10 357 000 € au 31 décembre 2007 (12 096 000 € en 2006). Ces crédits portent intérêt à taux fixes et variables et comportent des versements trimestriels. La valeur comptable nette des immobilisations qui y sont rattachées est de 14 403 000 € (20 780 000 \$) au 31 décembre 2007 (17 068 000 € ou 26 245 000 \$ en 2006).

L'amortissement des frais de financement s'élève à 848 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

SWAPS DE TAUX D'INTÉRÊTS

Le crédit rotatif, le crédit-relais, la convention cadre, le prêt à terme de la centrale de Stratton, 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 58 % à 89 % 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 5,16 %. 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 86 % à 17 %.

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 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 2007, 1 519 000 \$ (8 280 000 \$ en 2006) 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 et du placement dans le Fonds qui garanti le crédit rotatif, les immobilisations corporelles de la centrale de Stratton, d'une centrale canadienne et de centrales françaises ayant une valeur comptable nette totalisant 167 790 000 \$ au 31 décembre 2007 (172 396 000 \$ en 2006) ainsi que les éléments du fonds de roulement afférents ont été donnés en garantie.

Note 9. 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 :

2008	26 786
2009	15 041
2010	16 821
2011	13 293
2012	11 304

Note 10. Programme de monétisation des crédits d'impôt pour énergie renouvelable

Au 31 décembre 2007, les *Autres passifs* correspondent au solde de l'obligation de la Société relativement au paiement initial reçu lors de la mise en place du programme de monétisation, soit un montant de 10 195 000 \$ (10 318 000 \$US) déduction faite des frais du programme de monétisation d'un montant de 3 553 000 \$ (3 596 000 \$US), pour un montant net de 6 642 000 \$ (6 722 000 \$US).

L'amortissement des frais du programme de monétisation a été de 1 947 000 \$ en 2007 (153 000 \$ en 2006).

DESCRIPTION DE LA TRANSACTION

En décembre 2006, 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. Finalement, la Société peut récupérer ses participations dans les centrales en cas de défaut de l'investisseur relativement aux sécurités qui lui garantissent de recevoir un paiement pour les crédits d'impôts produits ainsi que les flux monétaires générés par les centrales.

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'obligation de les racheter pour une somme qui, selon les estimations actuelles, sera d'environ 5 000 000 \$US.

RECLASSEMENT DES POSTES LIÉS AU PROGRAMME DE MONÉTISATION

Le but principal 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. La transaction permettait également de profiter de la valeur temps de l'argent ainsi que de maximiser la valeur de réalisation des crédits d'impôts.

Puisqu'il s'agit en substance d'une transaction de financement, la direction a jugé pertinent de modifier sa présentation de l'opération au quatrième trimestre de 2007. Les montants antérieurement présentés sous le poste *Produits reportés* ont été inclus au poste *Autres passifs*. Au niveau de l'état des résultats, les *Crédits d'impôts pour énergie renouvelable* étaient présentés nets de l'escompte et des frais de financement, mais il a été jugé plus pertinent de présenter le montant brut des crédits d'impôts pour énergie renouvelable et d'inclure l'escompte et les frais financiers dans les *Frais de financement*. Ces reclassements n'ont eu aucun effet sur les flux de trésorerie de la Société.

Pour 2006, l'effet sur les résultats était négligeable puisque la transaction a été réalisée le 1^{er} décembre 2006, par conséquent, l'état des résultats n'a pas été modifié.

Note 11. 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 dérèglementé. 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.

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 2007, environ 86 % 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. Cependant, tel que discuté à la note 9, puisque la Société utilise des swaps de taux d'intérêt, son exposition aux fluctuations des taux d'intérêts est réduite à seulement 17 % de la dette totale. Au 31 décembre 2007, le solde notionnel de ces swaps est de 122 663 000 \$ (85 017 000 €) et leur juste valeur favorable s'établit à 4 637 000 \$ (3 214 000 €).

En raison du refinancement qui a été conclu le 25 juin 2007, la Société a dû cesser la relation de couverture qui avait été établie pour certains swaps de taux d'intérêts qui étaient éligibles à une exemption de test d'efficacité en raison de leurs conditions essentielles identiques à l'élément couvert. Ces swaps ont été redesignés en couverture des nouvelles dettes, puisqu'il a été démontré mathématiquement qu'ils sont hautement efficaces. Leur juste valeur favorable était de 5 874 000 \$ (4 086 000 €) au 25 juin 2007 et de 6 243 000 \$ (4 346 000 €) en date de la désignation.

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.

Pour son projet éolien en Ontario, la Société s'est engagée à acheter des éoliennes allemandes et donc, une portion importante du prix d'achat est dénommé en euros. Puisque ce projet est au Canada et qu'il recevra des produits en dollars canadiens, la Société s'est protégée des fluctuations de l'euro sur le dollar canadien en utilisant une série d'options de type « Tunnel » qui lui permettent d'acheter des euros à l'intérieur d'un corridor dont le plafond se situe à 1,4180 et le plancher à 1,3695. Ce plancher comporte une caractéristique qui l'augmente au montant du plafond si le taux de change canadien-euro passait sous le seuil de 1,3695. Ce seuil a été atteint le 31 octobre 2007. Puisque le plancher et le plafond sont dorénavant du même montant, les options se comportent essentiellement comme un contrat de change à terme. Au 31 décembre 2007, le nominal de ces options était de 48 520 000 \$ (33 629 000 €) et la juste valeur favorable était de 869 000 \$.

Note 11. Instruments financiers (suite)

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 œuvre une stratégie de couverture des prix de l'électricité afin d'en fixer une partie. Pour ce faire, la Société utilise diverses ententes dont certaines peuvent être liées à la livraison physique de l'électricité.

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 2007, la Société avait conclu trois swaps financiers d'électricité pour des livraisons totales de 177 744 MWh s'étendant sur des périodes entre 9 et 15 mois. Tous les swaps financiers d'électricité au 31 décembre 2007 ont été désignés à titre de couverture des flux monétaires variables liés aux livraisons futures d'électricité et leur juste valeur défavorable s'élevait à 43 000 \$. 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 :

	2007	2006
Valeur comptable	180 155	234 328
Juste valeur	178 894	233 423

Note 12. Capital-actions

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

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

	NOTE	2007		2006	
		NOMBRE D' ACTIONS (EN MILLIERS)	MONTANT	NOMBRE D' ACTIONS (EN MILLIERS)	MONTANT
Solde au début de l'exercice		30 050	111 281	29 989	111 008
Émission d'actions	a	7 333	110 000	-	-
Exercice d'options	c	72	276	61	273
Solde à la fin de l'exercice		37 455	221 557	30 050	111 281

- a) Le 7 juin 2007, la Société a clos le placement public de 7 333 334 actions de catégorie A pour un produit brut de 110 000 000 \$, incluant l'exercice de l'option d'attribution excédentaire par les preneurs fermes. Au total, ce placement a généré un produit net de 105 300 000 \$.
- b) Du 14 juin 2006 au 13 juin 2007, un programme de rachat d'actions dans le cours normal des activités pour un maximum de 1 500 000 actions de catégorie A était en vigueur, ce qui représentait approximativement 5 % des actions de catégorie A émises et en circulation lors de son approbation le 14 juin 2006. Ce programme avait été approuvé par la Bourse de Toronto et a été en vigueur jusqu'au 13 juin 2007. Aucun rachat n'a été effectué en vertu de ce programme.
- 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.

Note 12. Capital-actions (suite)

Les options d'achat d'actions se détaillent comme suit pour les exercices terminés les 31 décembre :

	2007		2006	
	NOMBRE D'OPTIONS	PRIX MOYEN PONDÉRÉ DE LEVÉE	NOMBRE D'OPTIONS	PRIX MOYEN PONDÉRÉ DE LEVÉE
En circulation au début de l'exercice	1 176 106	6,37	946 115	5,23
Attribuées	151 745	13,30	297 664	9,60
Exercées	(71 705)	3,83	(60 188)	4,55
Annulées	-	-	(7 485)	5,60
En circulation à la fin de l'exercice	1 256 146	7,35	1 176 106	6,37
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	680 131	5,65	565 576	4,84

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2007 :

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	52 000	3,75	52 000	3,75	2013
2004	326 035	4,15	295 711	4,12	2014
2005	337 026	6,41	166 328	6,41	2015
2006	297 049	9,60	73 801	9,60	2016
2007	151 745	13,30	-	-	2017
	1 256 146	7,35	680 131	5,65	

Les données diluées par action ont été calculées ainsi :

	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	34 403 033	30 033 885
Effet de dilution des options d'achat d'action	617 069	369 004
Nombre moyen pondéré et dilué d'actions en circulation	35 020 102	30 402 889
Bénéfice net	21 545	14 721
Bénéfice net par action de base (\$)	0,63	0,49
Bénéfice net par action dilué (\$)	0,62	0,48

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 anti-dilutif :

	2007	2006
Nombre d'options anti-dilutives	-	335 685

Note 13. Surplus d'apport

La Société applique la méthode de la juste valeur pour la comptabilisation des options accordées aux dirigeants et employés cadres. Les valeurs ainsi enregistrées sont portées aux charges d'administration et au surplus d'apport. Le tableau suivant détaille l'évolution de ce compte :

(en milliers de dollars)	2007	2006
Solde au début de l'exercice	1 170	678
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice	804	492
Solde à la fin de l'exercice	1 974	1 170

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 :

	2007	2006
Taux d'intérêt sans risque	4,16 %	4,40 %
Dividende annuel prévu	0,00 %	0,00 %
Durée de vie prévue	7 années	7 années
Volatilité prévue	37 %	44 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	5,99 \$	5,66 \$

Note 14. Cumul des autres éléments du résultat étendu

	2007	2006
Écarts de conversion cumulés, tel que présenté antérieurement	(28 057)	(30 663)
Effet du changement de méthode d'amortissement	(10)	144
Solde redressé	(28 067)	(30 519)
Effet cumulatif des modifications comptables relatives aux instruments financiers au 1 ^{er} janvier 2007	3 585	-
Autres éléments du résultat étendu de la période	(29 949)	2 452
Solde à la fin	(54 431)	(28 067)

Note 15. Frais de financement

	NOTE	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme, net de l'effet des swaps de taux d'intérêt	a	11 857	12 886
Intérêts créditeurs		(1 797)	(466)
Amortissement des frais de financement		848	475
Amortissement des frais du programme de monétisation		1 947	153
Frais de financement relatifs aux crédits d'impôts pour énergie renouvelable		2 143	-
Autres intérêts et frais bancaires		442	53
		15 440	13 101
Intérêts capitalisés aux centrales en développement		(371)	(420)
		15 069	12 681

a) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-acquisition a été de 904 000 \$ en 2007 (1 027 000 \$ en 2006).

Note 16. Impôts sur le bénéfice

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

	2007	2006
		(REPRESSÉ - NOTE 3)
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice		
Impôts exigibles	109	(674)
Impôts futurs	8 348	(5 250)
	8 457	(5 924)
Bénéfice avant impôts sur le bénéfice	29 932	8 965
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable inclus dans le bénéfice avant impôt*	(229)	(9 594)
	29 703	(629)
Taux combiné d'imposition de base du Canada et du Québec (%)	32,02	32,02
Charge (recouvrement) d'impôts selon le taux statutaire	9 511	(201)
Augmentation (diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Changement dans les taux d'imposition statutaires	(2 071)	(2 254)
Éléments non imposables	(594)	(1 527)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	2 011	(435)
Réévaluation des actifs et des passifs d'impôts futurs et courants	(486)	(1 698)
Autres	86	191
	8 457	(5 924)

* Pour 2007, inclus seulement les crédits d'impôts pour énergie renouvelable gagnés hors du programme de monétisation.

b) Les impôts futurs comprennent les éléments suivants :

	2007	2006
		(REPRESSÉ - NOTE 3)
Avantage fiscal découlant des pertes reportées	46 718	50 981
Frais reportés	(4 193)	(3 898)
Provisions	231	249
Placement	(17 633)	(21 710)
Immobilisations corporelles	(49 332)	(47 357)
Autres passifs	4 091	6 491
Instruments financiers	(1 748)	-
Autres	830	713
Impôts futurs	(21 036)	(14 531)
Actifs d'impôts futurs	2 394	6 249
Passifs d'impôts futurs	(23 430)	(20 780)
	(21 036)	(14 531)

c) La Société et ses filiales, en particulier les filiales françaises, ont cumulé des pertes fiscales totalisant environ 133 214 000 \$, lesquelles peuvent être reportées et portées en diminution du revenu imposable des exercices à venir. À l'exception de pertes en capital totalisant 1 404 000 \$, 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 :

2010	2014	2024	2026	2027	ILLIMITÉE	TOTAL
1 308	5 088	6 579	4 181	5 322	110 736	133 214

Note 16. Impôts sur le bénéfice (suite)

d) Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable sont attribués dans le régime fiscal fédéral américain. Ce programme est 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 10.

Note 17. Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement

	2007	2006
Diminution (augmentation) des		
Comptes débiteurs	(15 940)	45
Stocks	(3 536)	124
Frais payés d'avance	287	(678)
Augmentation (diminution) des		
Comptes créditeurs et charges à payer	2 902	(9 165)
Impôts sur le bénéfice	(204)	(1 039)
	(16 491)	(10 713)

Note 18. Information sectorielle

Les centrales de la Société se regroupent sous quatre secteurs d'activité distincts, soit les sites éoliens, les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques alimentées en résidus de bois et les centrales thermiques alimentées en gaz naturel, 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 :

	2007	2006
Bénéfice net	21 545	14 721
Part des actionnaires sans contrôle	(70)	168
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	8 457	(5 924)
Frais de financement	15 069	12 681
Instruments financiers	(5 875)	-
Amortissement	21 627	21 176
BAIIA	60 753	42 822

Les produits sont attribués aux différents pays selon le pays de domiciliation du client. En 2007, la Société comptait quatre clients (trois clients en 2006) représentant plus de 10 % de ses produits. Les tableaux suivants fournissent la proportion des produits consolidés relative à chacun de ces clients ainsi que les secteurs dans lesquels ils sont actifs.

2007		2006	
% DES VENTES ATTRIBUABLES À UN CLIENT	SECTEURS	% DES VENTES ATTRIBUABLES À UN CLIENT	SECTEURS
30	Résidus de bois	30	Résidus de bois
20	Éolien et Gaz naturel	24	Éolien et Gaz naturel
11	Résidus de bois	15	Hydroélectricité et Résidus de bois
10	Hydroélectricité et Résidus de bois		

Note 18. Information sectorielle (suite)

INFORMATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

	2007	2006	2007	2006
	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWH)		PRODUITS	
	(NON VÉRIFIÉ)	(NON VÉRIFIÉ)		
Sites éoliens	208 710	189 964	27 210	23 174
Centrales hydroélectriques	106 762	138 518	9 137	10 939
Centrales thermiques-résidus de bois	1 190 265	1 010 206	111 860	71 126
Centrale thermique-gaz naturel	38 421	38 365	14 609	14 763
	1 544 158	1 377 053	162 816	120 002
	BAIIA		NOUVELLES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
Sites éoliens	22 833	19 766	16 644	9 688
Centrales hydroélectriques	5 424	7 481	1 172	600
Centrales thermiques-résidus de bois	33 017	5 586	4 233	8 671
Centrale thermique-gaz naturel	2 271	5 405	25	24
Corporatif et éliminations	(2 792)	4 584	404	218
	60 753	42 822	22 478	19 201
Aux 31 décembre	2007	2006	2007	2006
	(REDRESSÉ - NOTE 3)		(REDRESSÉ - NOTE 3)	
	ACTIF TOTAL		IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
Sites éoliens	196 816	196 102	152 015	156 014
Centrales hydroélectriques	12 434	34 284	10 029	10 691
Centrales thermiques-résidus de bois	130 715	147 099	83 156	97 919
Centrale thermique-gaz naturel	16 132	20 476	8 938	10 733
Corporatif et éliminations	158 634	78 069	4 574	4 779
	514 731	476 030	258 712	280 136

INFORMATION PAR SECTEUR GÉOGRAPHIQUE

	2007	2006	2007	2006
	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWH)		PRODUITS	
	(NON VÉRIFIÉ)	(NON VÉRIFIÉ)		
États-Unis	1 283 738	1 133 208	120 096	81 044
France	247 131	228 329	41 819	37 938
Canada	13 289	15 516	901	1 020
	1 544 158	1 377 053	162 816	120 002
	BAIIA		NOUVELLES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
États-Unis	37 666	12 651	5 133	9 251
France	25 108	24 981	16 718	9 767
Canada	(2 021)	5 190	627	183
	60 753	42 822	22 478	19 201
Aux 31 décembre	2007	2006	2007	2006
	(REDRESSÉ - NOTE 3)		(REDRESSÉ - NOTE 3)	
	ACTIF TOTAL		IMMOBILISATIONS CORPORELLES	
États-Unis	181 363	198 394	90 220	105 663
France	215 954	213 404	161 216	167 033
Canada	117 414	64 232	7 276	7 440
	514 731	476 030	258 712	280 136

Note 19. Opérations entre apparentés

En plus des opérations conclues avec le Fonds (voir note 5), la Société a conclu les opérations suivantes avec des apparentés :

	2007	2006
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		
Produits de la vente d'énergie	8 468	7 859
Charges d'exploitation	1 292	1 129
Achat d'immobilisations corporelles	53	64
Entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société		
Autres revenus	391	468
Intérêts créditeurs	48	24

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 2007 et 2006, les bilans comprenaient les soldes suivants avec des apparentés :

	2007	2006
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		
Comptes débiteurs	1 944	2 134
Comptes créditeurs et charges à payer	1 420	1 856
Entité contrôlée par un administrateur de la Société		
Comptes débiteurs	864	478

Note 20. Engagements et éventualités

En plus des engagements liés au Fonds (note 5 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. Le 1^{er} janvier 2007, la Société a renouvelé une entente 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 2022
France	Vapeur	2022

Note 20. 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 2007, le loyer a été de 352 000 \$ (328 000 \$US) (361 000 \$ et 318 300 \$US en 2006) 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 REC qui seront générés par ses centrales américaines qui détiennent une qualification pour le programme du Connecticut. Au 31 décembre 2007, le solde de ces engagements totalisait environ 51 400 000 \$ (52 000 000 \$US), pour des périodes se situant entre janvier 2008 et décembre 2012.
- d) 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.
- e) 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'œuvre 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. Le montant maximal lié à ces garanties ne peut excéder les produits découlant de ces ventes, ce qui représente un montant de 382 300 000 \$. En date du présent rapport, la Société évalue n'avoir aucun passif au titre de ces garanties.
- f) Dans le cadre des projets éoliens, la Société a conclu des contrats d'entretien clé-en-main avec GE Wind Energy et Enercon. Les contrats ont des durées initiales de cinq ans et ceux-ci requièrent des déboursés annuels d'environ 800 000 €.
- g) Dans le cadre des projets éoliens en Ontario (Canada), la Société a conclu un contrat d'achat d'équipement. Le coût total de l'engagement est de 56 200 000 \$, soit 37 400 000 € et 2 200 000 \$. Les déboursés se feront au cours de l'année 2008. Le montant à payer en euro a été couvert grâce à des options de change, tel que discuté à la note 11.
- h) À la suite de la réception par le Fonds d'un avis de résiliation du contrat de service pour l'exploitation et la maintenance de la centrale de Dolbeau (l'« Avis ») par Bowater, le Fonds a fait parvenir à Bowater un avis d'arbitrage afin de soumettre les différents qui opposent les deux parties à l'arbitrage. En parallèle, conformément au contrat de service, le Fonds a entrepris devant la Cour supérieure du Québec un recours en injonction afin de faire suspendre l'effet de l'Avis pendant la durée de la procédure d'arbitrage. Le 22 janvier 2008, la Cour supérieure a accueilli l'injonction du Fonds et ordonné à Bowater de respecter ses obligations en vertu du contrat de service jusqu'à la décision finale des arbitres. Par ailleurs, en date des présentes, le tribunal d'arbitrage a été constitué et les parties mettent au point leur dossier respectif. Le 12 février 2008, Bowater a déposé une requête pour permission d'en appeler de la décision du jugement en injonction.

Dans l'un de ses avis, Bowater réclame au Fonds des dommages pour la somme de 8 300 000 \$. Le Fonds estime qu'il a rempli diligemment ses obligations envers Bowater, que cet avis de résiliation unilatéral est sans fondement, et que le contrat de service est valide. À cet effet, le Fonds entend déployer tous les recours disponibles afin de défendre et faire valoir vigoureusement ses droits. Compte tenu de l'ensemble des faits entourant ce litige, le Fonds estime qu'il est impossible d'évaluer s'il existe une perte potentielle et quel en serait le montant. Conséquemment, aucune provision n'a été comptabilisée par le Fonds ou Boralex relativement à cet avis de résiliation.

Note 21. Événement subséquent

Le 22 février 2008, le Fonds a annoncé la réduction des distributions à 0,70 \$ par part de fiducie sur une base annualisée. Ceci aura pour effet de réduire les flux de trésorerie annuels de la Société d'un montant de 2 400 000 \$ net d'impôts.

Conseil d'administration

Bernard Lemaire ⁽¹⁾

Président exécutif du conseil
Boralex inc.
Président du conseil
Cascades inc.

Patrick Lemaire ^{(1) (3)}

Président et
chef de la direction
Boralex inc.

Germain Benoit ^{(2) (4)}

Président
Capital Benoit inc.

Allan Hogg ⁽¹⁾

Directeur finances
et trésorier
Cascades inc.

Edward H. Kernaghan ⁽⁴⁾

Président
Principia Research Inc.
Vice-président exécutif
Kernaghan Securities Ltd
et Kernwood Ltd

Richard Lemaire ⁽³⁾

Président
Séchoirs Kingsey Falls inc.

Yves Rheault ⁽⁵⁾

Administrateur de sociétés
et consultant

Michelle Samson-Doel ^{(2) (5)}

Présidente de
Groupe Samson-Doel Itée,
Vice-présidente du conseil
de Gestion Groupe Samson inc.
et administrateur de sociétés

Pierre Seccareccia ^{(2) (4) (6)}

Administrateur de sociétés

Gilles Shooner ⁽³⁾

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

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

Chef du contentieux
et secrétaire corporatif

Denis Aubut

Directeur général,
opérations

Patrick Decostre

Directeur général,
Boralex S.A.S., France

Mario Dugas

Directeur général,
division biomasse Canada
et achats de fibres

Hugues Girardin

Directeur général,
développement

Guy D'Aoust

Directeur, finance
et trésorerie

Nathan Hebel

Responsable,
commercialisation
d'énergie

Judy Kerwin

Directrice,
ressources humaines

Mylène Masse

Directrice,
communications

Gabriel Ouellet

Directeur général,
centrale de Senneterre
et directeur technique,
centrales biomasse
Québec et États-Unis

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

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 lundi 12 mai 2008,
à l'adresse suivante:

Centre Mont-Royal

Salle International I et II
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

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

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



Contribute à l'utilisation responsable
des ressources forestières
Cert no. SW-COC-952
www.fsc.org
© 1996 Forest Stewardship Council



Imprimé au Canada
Conception: www.nolin.ca
Rédaction: Lefebvre communications financières inc.

Imprimé sur Rolland Enviro100 (texte 100M) 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 22 arbres.

