

**ORRA**

**1**

LEX

# Rapport de gestion intermédiaire 1

au 31 mars 2011

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de centrales d'énergie renouvelable totalisant une puissance installée d'environ 700 mégawatts (« MW ») au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France. Employant près de 350 personnes, la Société se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre secteurs de production d'énergie :

- Boralex exploite actuellement un portefeuille **éolien** de 251 MW en Europe et au Canada. Au cours des dernières années, Boralex s'est hissée parmi les producteurs d'énergie éolienne les plus expérimentés en France, où elle exploite actuellement 161 MW. Récemment, Boralex s'est aussi implantée dans le secteur éolien au Canada où elle a mis en service 90 MW en Ontario. Au Québec, Boralex œuvre avec un partenaire au développement des parcs éoliens de la Seigneurie de Beauré, d'une puissance totalisant 341 MW, qui seront mis en service à la fin de 2013 et de 2015. De plus, conjointement avec des municipalités régionales de comté (« MRC »), Boralex a obtenu des contrats de vente d'électricité à long terme pour deux autres sites totalisant 50 MW, dont les mises en service auront lieu à la fin des années 2014 et 2015.
- Boralex détient une expertise de près de 20 ans dans la production d'énergie **hydroélectrique**. Elle possède et exploite 15 centrales de ce type, soit sept aux États-Unis, sept au Québec et une en Colombie-Britannique. Ce secteur combine une puissance installée de 136 MW.
- Boralex possède et exploite dix centrales de production d'énergie **thermique** d'une puissance installée totalisant 312 MW. Huit d'entre elles, d'une puissance de 267 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 deux centrales de cogénération au gaz naturel totalisant 45 MW.

Les actions de Boralex, qui sont détenues à 35 % par Cascades inc. (« Cascades »), et ses débentures convertibles se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX et BLX.DB respectivement.

## COMMENTAIRES PRÉALABLES AU RAPPORT DE GESTION INTERMÉDIAIRE GÉNÉRAL

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la période de trois mois terminée le 31 mars 2011 par rapport à la période correspondante de trois mois terminée le 31 mars 2010, de même que sur la situation financière de la Société au 31 mars 2011 et au 31 décembre 2010. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés non audités intermédiaires et leurs notes afférentes contenues dans le présent rapport intermédiaire, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et les notes afférentes contenus dans le plus récent rapport annuel portant sur l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Des renseignements additionnels sur la Société, incluant la notice annuelle, les rapports annuels précédents, les rapports de gestion, les états financiers intermédiaires ainsi que les communiqués de presse, sont publiés séparément et disponibles sur les sites Internet de Boralex ([www.boralex.com](http://www.boralex.com)) et de SEDAR ([www.sedar.com](http://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 ce rapport de gestion tiennent compte de tout événement important survenu jusqu'au 10 mai 2011, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers consolidés et le rapport de gestion trimestriel.

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport, 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 déclarations prospectives fondées 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 10 mai 2011.

Borex 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, la disponibilité et 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 des réglementations affectant son industrie, ainsi que certains autres facteurs qui sont décrits dans les rubriques traitant des perspectives et des facteurs de risques et incertitudes de la Société, lesquelles sont présentées ci-après dans le présent rapport de gestion. 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 qu'ils sont formulés ou sous-entendus dans les déclarations prospectives. Le lecteur est donc prié de ne pas accorder une confiance exagérée à ces déclarations prospectives. À moins d'y être tenue en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, la direction de Borex 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 IFRS

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 Normes Internationales d'Information Financière (« IFRS »). L'information comprise dans ce rapport de gestion renferme également certains renseignements qui ne sont pas des mesures du rendement conformes aux IFRS. Ainsi, Borex utilise, aux fins de sa gestion, le BAIIA (tel que défini à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux IFRS*), le BAIIA ajusté et le bénéfice net ajusté, car ces mesures permettent à la direction d'évaluer les rendements opérationnel et financier des différents secteurs d'activité de la Société.

De plus, dans l'analyse de l'évolution de sa situation financière, la Société utilise la marge brute d'autofinancement (tel que défini à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux IFRS*). La direction et les investisseurs utilisent cette mesure afin d'évaluer la qualité des liquidités générées par son exploitation et la capacité de la Société de financer ses projets d'expansion à même ses activités d'exploitation.

Des renseignements sont fournis à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux IFRS* du présent rapport de gestion, permettant de faire un rapprochement entre les mesures du BAIIA, du BAIIA ajusté, du bénéfice net ajusté et de la marge brute d'autofinancement avec certains postes des états des résultats et des flux de trésorerie consolidés de Borex.

#### ÉVÉNEMENTS RÉCENTS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UNE INCIDENCE IMPORTANTE SUR LES RÉSULTATS DE LA SOCIÉTÉ POUR L'EXERCICE 2011 PAR RAPPORT À L'EXERCICE 2010

##### EXPANSION DE 132 % DE LA PUISSANCE INSTALLÉE ÉOLIENNE DE BORALEX ENTRE DÉCEMBRE 2009 ET DÉCEMBRE 2010

Depuis la fin de l'exercice 2009, Borex a réalisé d'importants projets de développement dans le secteur éolien afin d'accroître sa présence en Europe et de s'implanter dans ce marché au Canada. Ainsi, de 108 MW qu'elle avait au début du mois de décembre 2009, la puissance installée et opérationnelle du secteur éolien de Borex atteignait 251 MW à la fin de décembre 2010, dont 161 MW en France et 90 MW au Canada. Les principales étapes du développement de Borex dans le secteur éolien furent les suivantes :

- décembre 2009 et janvier 2010 : mise en service de la phase I de 40 MW du site Thames River (Ontario, Canada) ;
- février 2010 : mise en service de 4,5 MW additionnels au parc éolien de Cham Longe II (France) ;
- août à octobre 2010 : mise en service du parc éolien français Ronchois, de 30 MW ;
- octobre 2010 : mises en service des sites éoliens français Le Grand Camp (10 MW) et Chasse Marée (9 MW) ; et
- de la fin octobre 2010 à décembre 2010 : mise en service de la phase II de 50 MW du site Thames River.

De cette expansion totalisant 143 MW, il est à noter qu'environ 100 MW ont été mis en service au cours des cinq derniers mois de l'exercice 2010, ce qui devrait apporter une contribution additionnelle importante aux résultats de Borex pour l'exercice 2011. Rappelons, en outre, que la totalité des sites éoliens de Borex bénéficient de contrats à long terme de vente d'électricité à des prix de vente avantageux, aussi bien en Europe qu'au Canada.

Par ailleurs, Boralex œuvre avec des partenaires au développement de projets totalisant 391 MW au Québec, tous assortis de contrats de vente à long terme, qui devraient entrer en opération entre décembre 2013 et décembre 2015. En Europe, Boralex entend se servir, au cours de prochains trimestres, du partenariat conclu avec *Cube Infrastructure Fund* (« Cube ») en décembre 2009 comme un levier d'expansion de son secteur éolien en France et dans certains autres pays d'Europe.

#### ACQUISITION DE FONDS DE REVENU BORALEX ÉNERGIE LE 15 SEPTEMBRE 2010

En mai 2010, Boralex a lancé une offre publique d'achat (l'« Offre ») visant l'acquisition de Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »). En plus de détenir 23 % des parts de fiducie du Fonds au moment du lancement de l'Offre, Boralex a agi, depuis la création de ce dernier en 2002, à titre de gestionnaire et opérateur des dix centrales du Fonds totalisant une puissance installée de 190 MW, dont sept centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques alimentées en résidus de bois et une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel. Huit de ces centrales sont situées au Québec (Canada) et deux dans l'État de New York (États-Unis).

Le 15 septembre 2010, Boralex annonçait qu'elle détenait dorénavant 68 % des parts de fiducie en circulation du Fonds, incluant sa participation initiale et les parts acquises à cette date dans le cadre de l'Offre. Le 1<sup>er</sup> novembre 2010, Boralex et le Fonds ont exécuté l'entente de regroupement d'entreprises, tel qu'approuvée lors de l'assemblée extraordinaire des porteurs de parts du Fonds tenue le 21 octobre 2010. Le 2 novembre 2010, Boralex a procédé au paiement, en partie en espèces et en partie par l'émission de débentures convertibles, pour acquitter toutes les parts du Fonds qui étaient encore en circulation au moment du regroupement d'entreprises. Boralex a complété la privatisation du Fonds en révoquant le statut d'émetteur assujéti du Fonds et en retirant la cote de la Bourse de Toronto. La valeur totale de la contrepartie versée aux détenteurs a été de 226,5 M\$ et a été réglée par des paiements en espèces totalisant 90,6 M\$ et par l'émission de débentures convertibles d'une valeur de 135,9 M\$.

L'acquisition du Fonds a apporté de nombreux et importants avantages pour Boralex dont, principalement :

- l'ajout d'actifs de grande qualité, en particulier dans le secteur hydroélectrique qui est un mode de production éprouvé et historiquement rentable, de même qu'un générateur fiable de flux monétaires ;
- une plus grande stabilité des marges bénéficiaires et des flux de trésorerie, du fait que toutes les centrales acquises du Fonds sont dotées de contrats de vente d'électricité ; et
- une plus grande diversification géographique des actifs de Boralex entre le Canada, les États-Unis et l'Europe.

Au niveau corporatif, tout en permettant une meilleure concentration des stratégies d'expansion, d'exploitation et de financement, l'intégration des actifs du Fonds n'a requis aucun changement organisationnel, puisque Boralex en assumait déjà l'exploitation et la gestion depuis 2002. (Pour plus d'information sur la transaction d'acquisition du Fonds, se référer à la rubrique *Évènement important: acquisition du Fonds par Boralex* du rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, de même qu'à la note 4, *Acquisitions d'entreprises*, afférente aux états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et à la note 4 des états financiers intermédiaires consolidés au 31 mars 2011).

Dans l'état des résultats du premier trimestre terminé le 31 mars 2011, les résultats du Fonds sont consolidés à 100 % dans ceux de Boralex alors que dans l'état des résultats du premier trimestre terminé le 31 mars 2010, les résultats de Boralex incluent 23 % du résultat net du Fonds, ce montant étant réparti entre les postes *Part des résultats du Fonds*, *Revenus de gestion du Fonds* et, en ce qui a trait aux charges, *Gestion et exploitation du Fonds*. Les bilans de Boralex en date du 31 mars 2011 et du 31 décembre 2010 incluent la totalité des postes du bilan du Fonds.

Dans le présent rapport de gestion, le commentaire fourni par la direction ainsi que certains tableaux présentent, à l'occasion, l'impact des activités acquises du Fonds de façon isolée et ce, lorsque la direction le juge pertinent afin de permettre au lecteur de comparer la performance des autres activités de Boralex avec ceux des périodes antérieures.

#### IMPACT COMBINÉ DE CES ÉVÉNEMENTS SUR LE POSITIONNEMENT DE BORALEX

À la suite de l'expansion récente du secteur éolien et de l'acquisition du Fonds, Boralex regroupe aujourd'hui environ 700 MW d'actifs de production d'énergie en exploitation au Canada, aux États-Unis et en France, dont une part de 73 % assortie de contrats de vente d'électricité à long terme à prix indexés ce qui génèrera une plus grande stabilité en termes de marges bénéficiaires et de flux de trésorerie. Avec plus de 400 MW de projets actuellement en développement avec ses partenaires, l'objectif stratégique de Boralex de 1 000 MW de puissance en opération et/ou contractée est ainsi presque atteint. Ainsi, Boralex s'est fixée un nouvel objectif de réunir une puissance assortis de contrats ou en exploitation de 1 500 MW d'ici 2015.

À titre d'information, le tableau suivant illustre la composition du portefeuille énergétique de la Société, en faisant ressortir l'apport des centrales du Fonds.

#### COMPOSITION DU PORTEFEUILLE ÉNERGÉTIQUE DE BORALEX

	Boralex		Fonds		Combiné	
	MW	%	MW	%	MW	%
<b>Puissance installée</b>						
- Contractée	320,0	63 %	190,5	100 %	510,5	73 %
- Non contractée	188,5	37 %	-	-	188,5	27 %
<b>Total</b>	<b>508,5</b>	<b>100 %</b>	<b>190,5</b>	<b>100 %</b>	<b>699,0</b>	<b>100 %</b>
<b>Localisation</b>						
- Canada	107,0	21 %	130,5	69 %	237,5	34 %
- États-Unis	226,5	44 %	60,0	31 %	286,5	41 %
- Europe	175,0	35 %	-	-	175,0	25 %
<b>Total</b>	<b>508,5</b>	<b>100 %</b>	<b>190,5</b>	<b>100 %</b>	<b>699,0</b>	<b>100 %</b>
<b>Mode de production</b>						
- Éolien	251,0	49 %	-	-	251,0	36 %
- Hydroélectricité	39,5	8 %	96,5	51 %	136,0	20 %
- Thermique / résidus de bois	204,0	40 %	63,0	33 %	267,0	38 %
- Thermique / gaz naturel	14,0	3 %	31,0	16 %	45,0	6 %
<b>Total</b>	<b>508,5</b>	<b>100 %</b>	<b>190,5</b>	<b>100 %</b>	<b>699,0</b>	<b>100 %</b>

**En résumé,** en plus de contribuer positivement aux marges bénéficiaires de Boralex, l'expansion récente du secteur éolien jumelée à l'acquisition du Fonds ont considérablement rehaussé le profil, le positionnement, la capacité d'autofinancement et, par conséquent, les perspectives de croissance de Boralex. De plus, ces deux développements ont significativement diminué le risque d'affaires de la Société en abaissant à moins de 27 % le poids relatif des actifs américains ne détenant pas de contrats de vente d'électricité, et ainsi soumis aux fluctuations du marché libre de l'électricité.

## SAISONNALITÉ

(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)

<i>Trimestres terminés les</i>	<i>30 juin 2010</i>	<i>30 septembre 2010</i>	<i>31 décembre 2010</i>	<i>31 mars 2011</i>
<b>PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE</b>				
Sites éoliens	9 230	7 802	17 479	18 273
Centrales hydroélectriques	2 323	2 784	18 060	12 732
Centrales thermiques – résidus de bois	22 896	28 072	24 173	34 309
Centrales thermiques – gaz naturel	2 279	3 438	13 324	16 714
	36 728	42 096	73 036	82 028
<b>BAIIA</b>				
Sites éoliens	7 112	5 628	14 103	15 066
Centrales hydroélectriques	1 182	1 473	14 401	9 076
Centrales thermiques – résidus de bois	4 424	7 135	1 904	10 283
Centrales thermiques – gaz naturel	(106)	254	4 105	7 640
Corporatif et éliminations	(7 216)	(3 478)	(4 149)	(4 277)
	5 396	11 012	30 364	37 788
<b>BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)</b>				
de base par action, en dollars	(4 714)	34 729	3 081	7 011
dilué (e) par action, en dollars	(0,12)	0,92	0,08	0,19
	(0,12)	0,92	0,08	0,18
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 740 921	37 740 921	37 744 869	37 766 491

(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)

<i>Trimestres terminés les</i>	<i>30 juin 2009<sup>(1)</sup></i>	<i>30 septembre 2009<sup>(1)</sup></i>	<i>31 décembre 2009<sup>(1)</sup></i>	<i>31 mars 2010</i>
<b>PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE</b>				
Sites éoliens	8 018	5 797	10 974	11 413
Centrales hydroélectriques	2 842	1 779	2 948	3 054
Centrales thermiques – résidus de bois	28 338	29 841	27 031	30 216
Centrale thermique – gaz naturel	2 558	2 259	5 196	6 321
	41 756	39 676	46 149	51 004
<b>BAIIA</b>				
Sites éoliens	6 242	4 247	9 085	9 419
Centrales hydroélectriques	1 785	301	1 743	1 873
Centrales thermiques – résidus de bois	8 148	10 685	9 359	10 028
Centrale thermique – gaz naturel	(145)	(126)	915	2 038
Corporatif et éliminations	(3 088)	(3 662)	(9 117)	(5 567)
	12 942	11 445	11 985	17 791
<b>BÉNÉFICE NET</b>				
de base et dilué par action, en dollars	1 817	698	14 712	1 976
	0,05	0,02	0,39	0,05
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 740 921	37 740 921	37 740 921	37 740 921

(1) Selon les PCGR du Canada.

## FACTEURS SAISONNIERS ET AUTRES FACTEURS DE NATURE CYCLIQUE

Les opérations et les résultats d'une partie des sites de la Société sont soumis à un cycle saisonnier ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Cependant, l'impact des variations saisonnières diffère selon que les centrales disposent de contrats de vente d'électricité ou non. En effet, pour les 37 sites de Boralex assortis de contrats de vente d'électricité à long terme selon des prix déterminés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume de production. Quant aux neuf centrales de Boralex 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. De plus, le prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis est influencé en grande partie par le cours du gaz naturel qui est sujet à une importante volatilité.

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. Historiquement, ces deux périodes ont permis aux centrales qui ne possèdent pas de contrat à long terme de vente d'électricité d'obtenir des prix moyens généralement plus élevés. De plus, lorsqu'elle le juge approprié, la Société utilise des instruments financiers de couverture pour des périodes pouvant aller jusqu'à trois ans afin de fixer une partie des prix des centrales qui n'ont pas de contrats de vente d'électricité à long terme, atténuant ainsi les effets saisonniers et autres facteurs cycliques pouvant avoir un impact sur les prix. En outre, puisque les centrales alimentées en résidus de bois que Boralex exploite aux États-Unis sont en mesure de contrôler leur niveau de production, elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée quand les prix sont plus avantageux.

Indépendamment du fait que les centrales disposent ou non de contrats de vente, leur volume d'activité est sujet aux cycles saisonniers suivants, selon leur mode de production.

*Éolien* — Pour les 251 MW de Boralex bénéficiant tous de contrats de vente d'électricité à long terme, les conditions de vent sont généralement plus favorables en hiver, soit aux premier et quatrième trimestres de Boralex et ce, aussi bien en France qu'au Canada. Toutefois, ces périodes présentent des risques plus élevés de baisse de production en raison de phénomènes climatiques comme le givre. De façon générale, compte tenu des facteurs climatiques décrits précédemment, la direction estime qu'environ 60 % de la production annuelle de son secteur éolien est réalisée aux premier et quatrième trimestres, et 40 % aux deuxième et troisième trimestres.

*Hydroélectricité* — Le volume de production des 15 centrales de Boralex dans ce secteur dépend des conditions hydrauliques qui 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 Canada 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 qu'à l'exception de trois centrales hydroélectriques qui bénéficient d'un débit régularisé en amont, les centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs avec lesquels il leur serait possible de régulariser les débits d'eau au cours de l'année.

*Résidus de bois* — Tel que mentionné précédemment, les huit centrales alimentées en résidus de bois sont en mesure de contrôler leur niveau de production, si bien qu'elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée durant les périodes de plus forte demande. Pour cette raison, elles effectuent les arrêts pour leurs travaux d'entretien périodiques au printemps ou à l'automne, ce qui affecte leurs résultats d'exploitation pendant ces périodes.

*Gaz naturel* — En plus de bénéficier de contrats de vente de leur électricité, la production de vapeur des deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel, dont l'une en France et l'autre au Québec, est assez stable d'un trimestre à l'autre puisqu'elle dépend de la demande des clients, laquelle est relativement prévisible et régulière. De plus, la centrale de Kingsey Falls (Québec) s'est dotée en 2010 de deux contrats avantageux de couverture d'une durée de deux ans, afin d'indexer le prix de vente de sa vapeur et de fixer son prix d'achat du gaz naturel. En ce qui a trait à la centrale française, en vertu de son contrat de vente à long terme avec 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, auquel cas la Société fournit alors la vapeur à son client à l'aide d'une chaudière auxiliaire. À cet effet, depuis 2005, la centrale exploite son équipement de cogénération pendant cinq mois, soit de novembre à mars seulement.

La direction prévoit que l'intégration des actifs du Fonds, de même que la mise en service de nouveaux actifs éoliens au cours des derniers trimestres, auront un effet stabilisant, donc bénéfique, par rapport aux variations saisonnières pouvant affecter les résultats de Boralex, étant donné que tous ces actifs possèdent des contrats de vente d'électricité à long terme et ne sont donc pas soumis à un cycle saisonnier des prix. Par ailleurs, ces récents développements ont pour effet d'accroître les poids relatifs des secteurs éolien et hydroélectrique dans le volume de production de Boralex, et donc d'intensifier les caractéristiques saisonnières propres à ces secteurs.



Notons qu'en vertu du plan stratégique de Boralex, le secteur éolien, qui est déjà le plus important contributeur au bénéfice d'exploitation de Boralex, est appelé à devenir également son plus important secteur en terme de puissance installée, de produits et de flux de trésorerie, en plus de bénéficier d'une plus grande diversification géographique. En effet, avec la mise en service des parcs éoliens actuellement en développement au Canada, le secteur éolien de Boralex exploitera une puissance installée éolienne de plus de 500 MW d'ici la fin de l'exercice 2015, sans compter les possibilités d'acquisition d'actifs opérationnels ou en développement.

De façon générale, sans tenir compte des variations potentielles des taux de change, l'expansion du secteur éolien jumelée à l'ajout des centrales du Fonds devrait accentuer la tendance selon laquelle la Société perçoit plus de revenus et de profits au cours des premier et quatrième trimestres de l'exercice.

---

**En résumé,** bien que la performance de Boralex soit en partie soumise à un cycle saisonnier et à certains autres facteurs cycliques, ceci est atténué par le poids grandissant de ses revenus provenant de contrats à prix fixes et indexés ainsi que par la diversification croissante de ses sources de production et de son positionnement géographique. Ce sont autant de bénéfices auxquels l'acquisition récente du Fonds et la stratégie d'expansion de Boralex dans le secteur éolien contribueront de façon significative. De plus, Boralex atténue sa vulnérabilité aux cycles saisonniers et aux autres facteurs cycliques par l'utilisation d'instruments financiers de couverture des prix et par la recherche de sources complémentaires de revenus afin d'accroître et de sécuriser son chiffre d'affaires, ou encore, d'abaisser ses coûts. Aux États-Unis, par exemple, elle participe au marché de la vente de *Renewable Energy Certificates* (« RECs ») et au *Forward Capacity Market*.

---

## FAITS SAILLANTS FINANCIERS

	<i>Trimestres terminés les</i>	
	<i>31 mars</i>	<i>31 mars</i>
<i>(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)</i>	<b>2011</b>	2010
<b>PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE</b>		
Sites éoliens	18 273	11 413
Centrales hydroélectriques	12 732	3 054
Centrales thermiques – résidus de bois	34 309	30 216
Centrales thermiques – gaz naturel	16 714	6 321
	<b>82 028</b>	51 004
<b>BAIIA</b>		
Sites éoliens	15 066	9 419
Centrales hydroélectriques	9 076	1 873
Centrales thermiques – résidus de bois	10 283	10 028
Centrales thermiques – gaz naturel	7 640	2 038
Corporatif et éliminations	<b>(4 277)</b>	<b>(5 567)</b>
	<b>37 788</b>	17 791
<b>BAIIA AJUSTÉ<sup>(1)</sup></b>		
Sites éoliens	15 066	9 419
Centrales hydroélectriques	9 076	1 873
Centrales thermiques – résidus de bois	10 283	10 028
Centrales thermiques – gaz naturel	7 640	2 038
Corporatif et éliminations	<b>(4 277)</b>	<b>(1,846)</b>
	<b>37 788</b>	21 512
<b>BÉNÉFICE NET</b>		
	7 011	1 976
de base par action, en dollars	0,19	0,05
dilué par action, en dollars	0,18	0,05
<b>Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)</b>		
	<b>37 766 491</b>	37 740 921

(1) Voir rubrique Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux IFRS pour les détails sur les éléments spécifiques.

	<b>Au 31 mars</b>	<b>Au 31 décembre</b>
	<b>2011</b>	2010
<i>(en milliers de \$)</i>		
<b>DONNÉS RELATIVES AUX BILANS</b>		
Actif total	1 238 069	1 246 019
Dette à long terme <sup>(2)</sup>	518 716	513 774
Débitures convertibles	221 429	220 824
Capitaux propres totaux	<b>375 581</b>	367 689

(2) Incluant la dette à long terme et sa portion à court terme et les emprunts et avances bancaires.

**INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS**

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA, le BAIIA ajusté, le bénéfice net ajusté et la marge brute d'autofinancement comme mesures de performance. Bien qu'ils ne soient pas des mesures conformes aux IFRS, la direction est d'avis que ces mesures 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 IFRS, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire.

Les investisseurs ne devraient 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.

Le tableau suivant rapproche le BAIIA du bénéfice net :

(en milliers de \$)	<i>Trimestres terminés les</i>	
	<i>31 mars</i>	<i>31 mars</i>
	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	7 011	1 976
Part des actionnaires sans contrôle	56	280
Charge d'impôts sur le bénéfice	3 500	2 985
Perte nette (gain net) sur instruments financiers	316	(560)
Perte de change	1 519	454
Frais de financement	11 983	5 763
Gain sur vente d'actifs	(2 377)	(774)
Amortissement	15 780	7 667
<b>BAIIA</b>	<b>37 788</b>	<b>17 791</b>

La marge brute d'autofinancement correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement. La direction utilise cette mesure afin de juger des liquidités générées par l'exploitation de la Société et de sa capacité de financer son expansion à même ces liquidités. Compte tenu du caractère saisonnier des activités de la Société et de ses activités de développement, le montant attribuable aux variations des éléments hors caisse du fonds de roulement peut varier de façon considérable. De plus, les activités de développement engendrent de fortes variations des comptes créditeurs durant la période de construction ainsi qu'un investissement initial dans le fonds de roulement lors du démarrage des projets.

Les comptes débiteurs peuvent également varier de façon importante lorsque la Société se qualifie pour des nouveaux marchés d'énergie renouvelable. Ainsi la Société trouve préférable de ne pas intégrer les variations de fonds de roulement à cette mesure de performance.

Les investisseurs ne devraient pas considérer la marge brute d'autofinancement comme une mesure remplaçant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui est une mesure conforme aux IFRS.

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

	<i>Trimestres terminés les</i>	
	<i>31 mars</i>	<i>31 mars</i>
(en milliers de \$)	<b>2011</b>	2010
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	40 258	22 718
Flux générés par la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	<b>(16 199)</b>	(8 198)
<b>MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT</b>	<b>24 059</b>	14 520

Les tableaux suivants rapprochent le BAIIA et le bénéfice net, tel que présentés aux états financiers avec le BAIIA et le bénéfice net ajustés :

	<i>Trimestres terminés les</i>	
	<i>31 mars</i>	<i>31 mars</i>
(en milliers de \$)	<b>2011</b>	2010
<b>BAIIA</b>	<b>37 788</b>	17 791
Éléments spécifiques :		
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	-	3 721
<b>Données ajustées</b>	<b>37 788</b>	21 512

	<i>Trimestres terminés les</i>	
	<i>31 mars</i>	<i>31 mars</i>
(en milliers de \$)	<b>2011</b>	2010
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>7 011</b>	1 976
Éléments spécifiques* :		
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	-	2 739
Amortissement du solde des frais de financement reportés liés au financement initial de la phase I de Thames River	-	1 915
Gain sur vente d'actifs	<b>(1 664)</b>	(519)
<b>Données ajustées</b>	<b>5 347</b>	6 111

\* Impacts nets d'impôts

**ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU PREMIER TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011**

Le tableau suivant présente les principaux écarts du bénéfice net :

	<i>Bénéfice net (en M\$)</i>	<i>Par action (en \$, de base)</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2010</b>	<b>2,0</b>	<b>0,05</b>
Variation du BAIIA	20,0	0,53
Amortissement	(8,1)	(0,21)
Perte de change	(1,1)	(0,03)
Perte nette sur instruments financiers	(0,9)	(0,02)
Frais de financement	(6,2)	(0,17)
Gain sur vente d'actifs	1,6	0,04
Charge d'impôts sur le bénéfice	(0,5)	(0,01)
Part des actionnaires sans contrôle	0,2	0,01
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011</b>	<b>7,0</b>	<b>0,19</b>

Au cours du premier trimestre de l'exercice 2011, Boralex a enregistré un bénéfice net de 7,0 M\$ ou 0,19 \$ par action, comparativement à un bénéfice net de 2,0 M\$ ou 0,05 \$ par action au même trimestre de l'exercice 2010. Tel qu'il apparaît au tableau de la page 11, le résultat du premier trimestre de 2011 inclut un élément spécifique favorable au montant net de 1,7 M\$. Celui-ci est composé des gains suivants :

- un gain net de 0,4 M\$ provenant de la vente sur le marché boursier de 784 796 actions ordinaires d'AbitibiBowater (« ABI ») octroyées par cette dernière à Boralex à la fin de 2010 dans le cadre de la réclamation déposée par Boralex au C-36 d'ABI, comme il est décrit plus loin dans ce rapport de gestion ; et
- un gain net de 1,3 M\$ provenant de la vente du projet éolien Merlin-Buxton, en Ontario, commentée plus loin dans ce rapport de gestion.

D'autre part, le résultat du premier trimestre de l'exercice 2010 comportait des éléments spécifiques au montant total net défavorable de 4,1 M\$, répartis comme suit :

- la quote-part net de 2,7 M\$ de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale thermique de Dolbeau (Québec), qui appartenait alors au Fonds ;
- l'amortissement au montant net de 1,9 M\$ des frais de financement reportés qui étaient liés au financement initial de la phase I du site éolien Thames River (Canada), en raison de la mise en place, en mars 2010, d'un nouveau financement global des deux phases de Thames River ; et
- un gain net de 0,5 M\$ sur la vente d'actifs éoliens non stratégiques en France.

Excluant les éléments spécifiques des deux périodes comparatives, Boralex a inscrit un bénéfice net ajusté de 5,3 M\$ ou 0,14 \$ par action au premier trimestre de 2011, par rapport à 6,1 M\$ ou 0,16 \$ par action au premier trimestre de l'exercice précédent.

Les actifs acquis du Fonds en 2010 et les sites éoliens nouvellement mis en service ont contribué à une augmentation de 24,6 M\$ du BAIIA consolidé ajusté par rapport au premier trimestre de 2010. Malgré cet apport important, la légère diminution du bénéfice net ajusté s'explique par les principaux facteurs suivants :

- la hausse des frais d'amortissement résultant de l'acquisition du Fonds et de l'expansion récente du secteur éolien au Canada et en France ;
- la hausse des frais financiers résultant de l'émission de débentures convertibles au troisième trimestre de 2010, du financement des projets éoliens et de l'acquisition du Fonds ;
- un recul des résultats d'exploitation des centrales américaines aux résidus de bois, tel que commenté plus loin dans ce rapport de gestion ; et
- des variations défavorables diverses, notamment au niveau des gains et pertes de change et sur instruments financiers.

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2010</b>	<b>51,0</b>	<b>17,8</b>
Impact des activités consolidées du Fonds	30,0	17,6
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>		
Mises en service	8,3	7,0
Prix	2,4	2,4
Volume	(3,5)	(1,8)
RECs et certificats verts	(3,3)	(3,3)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(2,5)	(0,9)
Coût des matières premières	-	(1,8)
Fonds de revenu Boralex énergie – pré-acquisition <sup>(1)</sup>	-	1,2
Autres	(0,4)	(0,4)
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011</b>	<b>82,0</b>	<b>37,8</b>

(1) Réflété dans les postes suivants de l'état des résultats de 2010 : *Parts des résultats du Fonds, Revenus de gestion du Fonds* et, en ce qui a trait aux charges, *Gestion et exploitation du Fonds*.

### PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Au cours de la période de trois mois terminée le 31 mars 2011, les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 82,0 M\$ comparativement à 51,0 M\$ au même trimestre en 2010, soit une hausse de 31,0 M\$ ou de 60,8 %. L'ajout des dix centrales du Fonds a apporté des produits additionnels de 30,0 M\$. À titre d'information, ces activités ont généré une performance conforme aux attentes de la direction et en hausse sur l'année précédente.

Excluant la contribution de ces dix centrales nouvellement acquises, les produits attribuables aux autres activités de Boralex se sont chiffrés à 52,0 M\$ au premier trimestre de 2011, en hausse de 2,0 % sur la même période de l'année précédente. La hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain et, dans une moindre mesure, par rapport à l'euro, a eu une incidence défavorable de 2,5 M\$ sur l'évolution trimestrielle des produits. Malgré la fluctuation des devises, ces derniers auraient affiché une augmentation de 6,9 % à taux de change constants, attribuable aux deux éléments suivants :

- la mise en service de nouveaux sites éoliens totalisant une puissance installée de 103,5 MW entre la fin janvier 2010 et la fin décembre 2010, lesquels ont apporté des produits additionnels de 8,3 M\$ ; et
- des revenus additionnels de 2,4 M\$ provenant d'une augmentation de 7,2 % du prix de vente moyen pour l'ensemble des actifs de Boralex (excluant les centrales du Fonds et les mises en service). Cette augmentation est attribuable principalement à la hausse du prix de vente moyen de la phase I du site éolien de Thames River qui était en période de rodage au début de l'exercice 2010 et qui bénéficie également des avantages du programme *Advanced RESOP* incluant un tarif de 131 \$/MWh, à la hausse du prix moyen de l'électricité vendue par les centrales hydroélectriques et celles à bases de résidus de bois situées aux États-Unis, ainsi qu'à une hausse des prix de la vapeur et de l'électricité vendues par la centrale de cogénération de Blendecques (France).

À l'inverse, en plus de l'impact défavorable de 2,5 M\$ attribuable à la fluctuation des taux de change, les produits de Boralex au premier trimestre ont été affectés par les deux principaux éléments suivants :

- un manque à gagner de 3,5 M\$ attribuable à la diminution du volume de production des centrales existantes, excluant les dix centrales acquises du Fonds et les sites éoliens nouvellement mises en service. La diminution de la production des centrales existantes est principalement attribuable au secteur des résidus de bois aux États-Unis et au secteur éolien en France ; et
- une diminution de 3,3 M\$ des ventes de RECs et de certificats verts.

*(Ces variations sont commentées plus en détail dans l'analyse portant sur les performances sectorielles présentée plus loin dans ce rapport de gestion.)*

Au total, Boralex a produit 752 284 MWh d'électricité au premier trimestre de l'exercice 2011, par rapport à 473 137 MWh à la même période en 2010. Cette augmentation de 59,0 % est attribuable à l'acquisition du Fonds et à la mise en service des nouveaux sites éoliens. Excluant ces deux éléments, le volume de production des centrales existantes de Boralex a connu une baisse d'environ 10,6 %, résultant principalement de l'interruption de la production d'une centrale américaine aux résidus de bois en raison de l'arrivée à terme de ses swaps financiers de prix d'électricité, du ralentissement volontaire de la production de certaines autres centrales américaines aux résidus de bois dû à la faiblesse des prix au marché, et des conditions climatiques moins favorables qu'en 2010 pour les centrales hydroélectriques nord-américaines de même que pour les sites éoliens français de la Société.

## AUTRES PRODUITS

La quasi-disparition des autres produits s'explique par la consolidation, depuis la prise de contrôle effective du Fonds le 15 septembre 2010, des produits autrefois perçus auprès de ce dernier. Les *Autres revenus* de 0,2 M\$ enregistrés au premier trimestre de 2011 représentent des honoraires de gestion d'une centrale détenue par un administrateur. La diminution des *Autres revenus* par rapport à ceux du premier trimestre de 2010 s'explique par le fait que la centrale au gaz naturel de Blendecques (France) n'a réalisé aucune vente de droits d'émission excédentaires de CO<sub>2</sub> au premier trimestre de l'exercice courant.

## BAIIA

Le BAIIA consolidé (réel et ajusté) du premier trimestre de 2011 s'est chiffré à 37,8 M\$. Tel qu'indiqué au tableau de la page 11 du présent rapport de gestion, ceci se compare à un BAIIA ajusté de 21,5 M\$ à la même période de l'année précédente, si l'on exclut la quote-part de Boralex de la dévaluation d'immobilisations de la centrale de Dolbeau effectuée au premier trimestre de 2010, un montant avant impôts de 3,7 M\$. Par conséquent, Boralex a enregistré une augmentation de 16,3 M\$, soit de 75,8 %, de son BAIIA ajusté entre les premiers trimestres de 2010 et 2011, tandis que sa marge de BAIIA en pourcentage des produits générés par la vente d'énergie est passée de 42,2 % au premier trimestre de 2010, à 46,1 % au premier trimestre de 2011.

Excluant les éléments spécifiques du premier trimestre de 2010, la consolidation de 100 % des résultats du Fonds en 2011 comparativement à la comptabilisation d'une participation de 23 % l'année précédente a représenté une contribution additionnelle de 15,1 M\$ au BAIIA ajusté du premier trimestre de 2011. À titre d'information, toutes les centrales acquises du Fonds ont participé positivement au BAIIA de Boralex. Ces activités ont même accru leur rentabilité globale par rapport au premier trimestre de 2010.

Excluant les activités nouvellement acquises du Fonds, nettes de la comptabilisation d'une participation de 23 % l'année précédente et de la dévaluation de Dolbeau, les autres activités de Boralex ont augmenté leur contribution au BAIIA ajusté de 1,2 M\$. Notons que si l'on exclut l'incidence défavorable de 0,9 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, cette augmentation aurait été de 2,1 M\$, en raison des deux principaux facteurs suivants :

- une contribution additionnelle de 7,0 M\$ au BAIIA générée par les nouveaux sites éoliens de la Société ; et
- une contribution additionnelle de 2,4 M\$ attribuable à la hausse du prix de vente moyen des centrales de Boralex (excluant celles du Fonds).

Ces facteurs positifs ont compensé pour les éléments défavorables suivants :

- l'impact négatif de 3,3 M\$ sur le BAIIA attribuable à la diminution des ventes de RECs et de certificats verts ;
- un effet de volume défavorable de 1,8 M\$ (excluant les centrales du Fonds et les mises en service) ;
- une augmentation de 1,8 M\$ du coût des matières premières, dont une hausse de 1,4 M\$ du coût d'approvisionnement en résidus de bois des centrales thermiques américaines de Boralex en raison, notamment, de la suspension du programme gouvernemental *Biomass Crop Assistance Program* (« BCAP ») en vigueur aux États-Unis de décembre 2009 à avril 2010, lequel offrait des avantages financiers aux entreprises œuvrant dans la récolte et la transformation de résidus forestiers pour la production d'énergie électrique ; et
- divers autres facteurs de moindre importance totalisant une incidence défavorable de 0,4 M\$.

## AMORTISSEMENT, PERTE DE CHANGE, PERTE NETTE (GAIN NET) SUR INSTRUMENTS FINANCIERS ET FRAIS DE FINANCEMENT

La dépense d'amortissement du premier trimestre de 2011 s'est chiffrée à 15,8 M\$ comparativement à 7,7 M\$ en 2010. Excluant l'amortissement des centrales du Fonds, les frais d'amortissement de Boralex ont augmenté de 2,7 M\$ en raison des investissements effectués au cours des 12 derniers mois dans le secteur éolien au Canada et en France. Toutefois, la hausse de la dépense d'amortissement a été atténuée par une diminution de l'amortissement des actifs situés aux États-Unis et en Europe en raison de l'appréciation du dollar canadien vis-à-vis le dollar américain et l'euro par rapport au même trimestre en 2010.

Boralex a enregistré une perte de change de 1,5 M\$, comparativement à 0,5 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation de 1,0 M\$ est causée par la réévaluation de 1,1 M\$, au 31 mars 2011, des avances intercompagnies avec certaines de nos filiales américaines. Par ailleurs, la Société a comptabilisé une perte nette sur instruments financiers de 0,3 M\$ au premier trimestre de l'exercice courant, par rapport à un gain net sur instruments financiers de 0,6 M\$ en 2010, ce qui représente une variation défavorable de 0,9 M\$. Rappelons que le poste *Perte nette (gain net) sur instruments financiers* est principalement composé du montant lié à la portion inefficace des instruments financiers. Bien que tous les instruments financiers utilisés par Boralex soient hautement efficaces, ils comportent toujours une faible proportion d'inefficacité.

De façon générale, si la variation des instruments financiers est favorable à Boralex, cette variation engendre un montant d'inefficacité favorable. On observe l'effet contraire pour les instruments dont la variation de la position est défavorable pour Boralex.

Les frais de financement ont été de 12,0 M\$ au premier trimestre de 2011, par rapport à 5,8 M\$ à la même période en 2010. Excluant les dettes acquises du Fonds, les frais de financement de Boralex ont augmenté de 4,4 M\$ en raison de l'émission de débentures convertibles afin de financer une partie du coût d'acquisition du Fonds et du recours à de nouvelles dettes au cours des 12 derniers mois dans le cadre des divers projets de développement éolien de la Société. Cependant, la hausse des frais de financement a été atténuée par l'incidence favorable qu'a eue l'appréciation du dollar canadien sur la dépense d'intérêt relative à la dette libellée en euros.

#### **GAINS SUR VENTE D'ACTIFS**

Au cours du premier trimestre de 2011, Boralex a réalisé des gains totalisant 2,4 M\$ sur la cession d'actifs. Le 1<sup>er</sup> février 2011, Boralex a disposé, au prix unitaire de 26,50\$, de 784 796 actions d'ABI que cette dernière lui avaient octroyées à la fin de 2010 à titre de compensation liée au règlement partiel d'une créance d'environ 83 M\$ due par ABI à Boralex, telle que négociée dans le cadre du C-36 d'ABI. La vente desdites actions sur le marché a généré un produit de 20,8 M\$ et un gain sur disposition de 0,6 M\$. Une fois que l'ensemble des réclamations déposées par des tiers contre ABI aura été résolu par les tribunaux, Boralex pourrait recevoir des distributions additionnelles sous forme d'actions.

De plus, au cours du premier trimestre de 2011, Boralex a réalisé un gain de 1,8 M\$ sur la cession du projet éolien Merlin-Buxton, en Ontario, dont la Société avait acquis les droits en 2008. Cette décision a été prise compte tenu du potentiel limité de ce projet par rapport à la stratégie globale d'expansion du secteur éolien de Boralex au Canada, où d'autres projets totalisant 391 MW sont en cours de développement. Au cours de l'année précédente, soit le 31 mars 2010, Boralex avait réalisé un gain de 0,8 M\$ sur la vente de la filiale qui détenait le parc éolien de Bel Air (France).

#### **BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS, CHARGE D'IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES**

Au premier trimestre de 2011, Boralex a ainsi enregistré un bénéfice avant impôts de 10,6, M\$ par rapport à 5,2 M\$ en 2010. La Société a inscrit une charge d'impôts de 3,5 M\$ par rapport à 3,0 M\$ au premier trimestre de 2010, en raison essentiellement de l'augmentation du bénéfice avant impôts. Rappelons que, tenant compte des différentes juridictions où la Société poursuit actuellement ses activités d'exploitation et où elle œuvre à des projets de développement de futurs sites énergétiques, la direction estime que le taux combiné de Boralex devrait se situer entre 32 % et 35 % dans un horizon à moyen terme. À court terme, cependant, le taux d'impôts consolidé de Boralex peut varier de façon significative d'une période à l'autre, compte tenu de l'évolution de ses résultats selon les différentes juridictions où elle opère.

Par conséquent, Boralex a clos le premier trimestre de l'exercice 2011 avec un bénéfice net attribuable aux actionnaires de 7,0 M\$ ou 0,19 \$ par action, comparativement à un bénéfice net de 2,0 M\$ ou 0,05 \$ par action à la même période en 2010.

---

**En résumé,** en termes de croissance des produits, du BAIIA et des marges bénéficiaires, les résultats du premier trimestre de 2011 reflètent le bien fondé et la valeur ajoutée de la transaction d'acquisition du Fonds complétée en novembre 2010, de même que les retombées positives croissantes de la stratégie d'expansion de Boralex dans le secteur éolien. Ces deux sources de croissance ont atténué l'impact, sur le bénéfice net de la Société, des conditions de marché difficiles pour les centrales américaines aux résidus de bois et de la hausse des charges d'amortissement et de financement résultant de l'expansion récente de Boralex. Au cours des prochains trimestres, la contribution des centrales du Fonds, de même que le plein apport des nouveaux sites éoliens de Boralex, devraient favoriser une meilleure absorption des frais généraux fixes et, par conséquent, une rentabilité accrue.

---



## ANALYSE DES PERFORMANCES SECTORIELLES ÉVOLUTION RÉCENTE

Au cours des six derniers trimestres, deux développements importants ont considérablement modifié le portefeuille énergétique de Boralex et, par conséquent, son positionnement géographique et sectoriel :

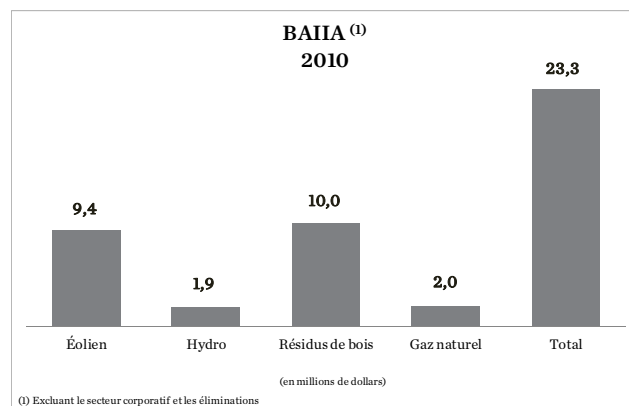
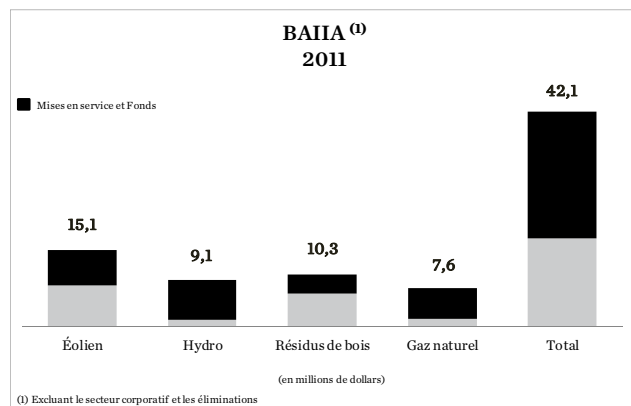
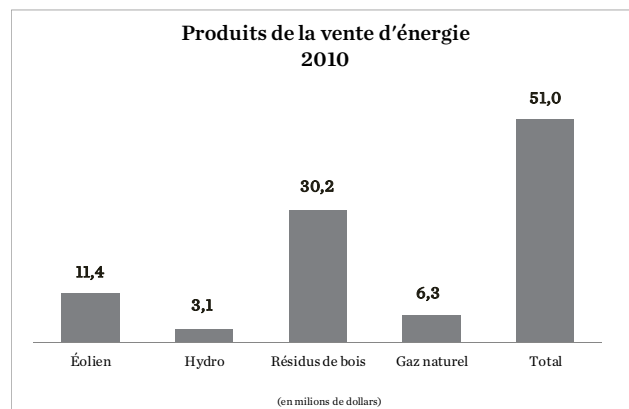
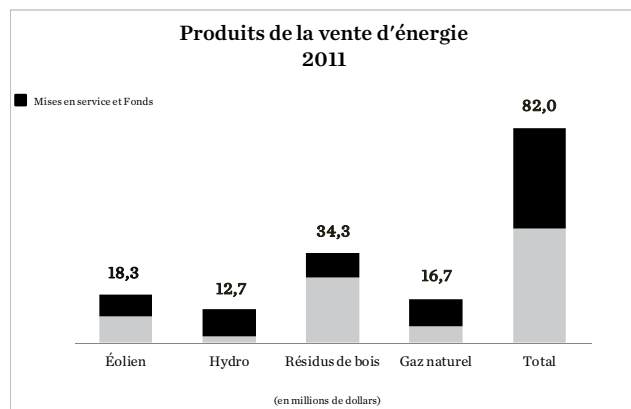
- à partir du mois de décembre 2009, une accélération de l'expansion du secteur éolien incluant la mise en service des premiers actifs éoliens de Boralex au Canada, lesquels regroupent aujourd'hui une puissance installée de 90 MW, et la signature d'un partenariat stratégique en Europe qui fut suivie, au cours de l'exercice 2010, par la mise en service de nouveaux sites éoliens en France totalisant 54 MW ; et
- l'acquisition, entre le 15 septembre et le 1<sup>er</sup> novembre 2010, de la totalité des parts de fiducie du Fonds non déjà détenues par Boralex, ce qui a permis d'intégrer au portefeuille énergétique de Boralex des centrales totalisant une puissance installée de 190 MW, dont plus de la moitié dans le secteur hydroélectrique.

Sur le plan géographique, ces deux développements ont eu pour effet de mieux diversifier la répartition de la puissance installée et des résultats de Boralex entre le Canada, les États-Unis et l'Europe. Par exemple, avant la mise en service de la phase I du site éolien de Thames River (Ontario), au début du mois de décembre 2009, à peine 5 % de la puissance installée de la Société était située au Canada, par rapport à 62 % aux États-Unis et 33 % en Europe. La mise en service subséquente des deux phases du site éolien Thames River et l'intégration des centrales du Fonds, dont 69 % de la puissance installée est située au Canada, on fait en sorte que la part des actifs canadiens dans le portefeuille énergétique de Boralex atteint aujourd'hui 34 %, par rapport à 41 % pour les États-Unis et 25 % pour l'Europe. Boralex jouit ainsi d'un meilleur équilibre géographique de ses sources de revenus, en plus d'être moins vulnérable aux fluctuations des devises.

Sur le plan sectoriel, le principal effet de ces développements a été d'accroître le poids relatif des secteurs éolien et hydroélectrique dans la composition du portefeuille énergétique de la Société. La part combinée de ces deux secteurs est en effet passée d'environ 40 % au début décembre 2009 à 56 % aujourd'hui. Étant donné que ces deux secteurs génèrent des marges bénéficiaires supérieures à la moyenne des actifs de Boralex, cette évolution a un effet bénéfique sur la rentabilité de la Société et, par conséquent, sur sa capacité d'autofinancement.

De façon globale, l'expansion du secteur éolien depuis décembre 2009 et l'acquisition du Fonds ont ensemble permis de hausser la puissance installée de Boralex d'un total de 334 MW additionnels, soit de plus de 90 % en l'espace d'à peine 16 mois. La portion de la production détenant des contrats de vente d'électricité à long terme est passée de 48 % à 73 %.

## RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE ET SECTORIELLE DES PREMIERS TRIMESTRES TERMINÉS LES 31 MARS 2011 ET 2010



## RÉPARTITION DES RÉSULTATS DES TROIS PREMIERS MOIS DE 2011 PAR RAPPORT À LA MÊME PÉRIODE EN 2010

Au cours du premier trimestre de l'exercice 2011, la répartition géographique des produits de Boralex (exprimés en dollars canadiens) a été comme suit :

- 41 % au Canada, par rapport à 9 % à la même période en 2010 ;
- 40 % en provenance des États-Unis par rapport à 63 % en 2010 ; et
- 19 % en provenance d'Europe par rapport à 28 % l'année précédente.

Outre l'accroissement du poids relatif des actifs canadiens dans le portefeuille énergétique de Boralex, comme il a été décrit précédemment, ces variations sont en partie attribuables à la dépréciation des devises américaine et européenne face au dollar canadien. Quant à l'évolution de la répartition sectorielle des résultats trimestriels, elle a suivi les tendances suivantes.

*Éolien* — Bien que les produits trimestriels de ce secteur aient affiché une croissance de 60,5 % par rapport à 2010, en raison principalement de la mise en service des nouveaux sites, sa part relative dans les produits consolidés est restée stable, soit à 22 %. Ceci s'explique par le fait que l'intégration des activités du Fonds a accru le poids relatif des autres secteurs, en particulier celui des secteurs hydroélectrique et thermique au gaz naturel. Pour la même raison, malgré une hausse de 60,6 % du BAIIA du secteur éolien, sa part dans le BAIIA consolidé (avant éléments corporatifs et éliminations), est passée de 40 % au premier trimestre de 2010 à 36 % au même trimestre en 2011. Notons, cependant, que le secteur éolien demeure le plus important générateur de BAIIA de Boralex, et celui qui affiche la plus haute marge bénéficiaire de BAIIA, soit de l'ordre de 82,5 % aux premiers trimestres de 2011 et de 2010, par rapport à une marge globale de 51,3 % pour l'ensemble des centrales au premier trimestre de 2011 (45,8 % en 2010). Compte tenu des projets éoliens en cours de développement de plus de 400 MW, l'apport prépondérant de ce secteur à la rentabilité d'exploitation de Boralex est appelé à s'accroître au cours des prochaines années.

*Hydroélectrique* — La contribution du secteur hydroélectrique aux produits consolidés de Boralex est passée de 6 % à 16 % entre les premiers trimestres de 2010 et 2011, dû au fait que les produits de ce secteur ont plus que quadruplé à la suite de l'intégration des sept centrales hydroélectriques du Fonds. De plus, l'ajout des centrales du Fonds, qui sont toutes dotées de contrats de vente d'électricité à long terme, a eu pour effet de presque quintuplé le BAIIA de ce secteur. Sa part du BAIIA consolidé est donc passée de 8 % au premier trimestre de 2010, à 22 % au à la même période en 2011. Quant à sa marge de BAIIA en pourcentage de ses produits, elle est passée de 61,3 % à 71,3 %.

*Résidus de bois* — Le secteur des résidus de bois a compté pour 42 % des produits consolidés trimestriels de Boralex (par rapport à 59 % en 2010) et pour 25 % du BAIIA consolidé (par rapport à 43 % en 2010). La contribution des deux centrales canadiennes du Fonds a été, notamment, atténuée par le recul des résultats des centrales américaines de Boralex.

*Gaz naturel* — L'intégration de la centrale de Kingsey Falls (Québec) a eu un effet positif significatif sur la performance de ce secteur, dont les produits et le BAIIA ont affiché des hausses respectives de 164,4 % et de 274,9 %. Par conséquent, la contribution de ce secteur aux produits consolidés a été de 20 % en 2011, comparativement à 12 % en 2010, tandis que sa contribution au BAIIA de Boralex est passée de 9 % à 18 %.

## SITES ÉOLIENS

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2010</b>	<b>11,4</b>	<b>9,4</b>
Mises en service <sup>(1)</sup>	8,3	7,0
Prix	(0,2)	(0,2)
Volume	(0,8)	(0,8)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,5)	(0,3)
Autres	0,1	-
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011</b>	<b>18,3</b>	<b>15,1</b>

(1) Thames River phase II au Canada, Chasse Marée, Ronchois et Le Grand Camp en France ainsi que l'expansion de Cham Longe en France.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Au cours du premier trimestre de l'exercice 2011, le secteur éolien de Boralex a réalisé des produits de 18,3 M\$ et un BAIIA de 15,1 M\$, ce qui représente des hausses de 60,5 % et de 60,6 % respectivement sur les produits et le BAIIA réalisés au trimestre correspondant de l'exercice 2010. La marge de BAIIA par rapport aux produits est demeurée stable, soit à 82,5 %.

Ces bons résultats sont essentiellement attribuables à la mise en service des nouveaux sites au cours des 12 mois précédents, lesquels ont généré des produits additionnels de 8,3 M\$ en plus d'apporter une contribution de 7,0 M\$ au BAIIA du secteur. En ordre d'importance, ces nouvelles contributions se détaillent ainsi :

- la phase II de 50 MW du site canadien de Thames River, entrés en production entre le 27 octobre et le 31 décembre 2010;
- le site français de 30 MW Ronchois, mis en service entre août et octobre 2010 ;
- les sites français Le Grand Camp (10 MW) et Chasse Marée (9 MW), tous deux mis en service en octobre 2010 ; et
- l'expansion de 4,5 MW du parc éolien de Cham Longe (France) effective en février 2010, laquelle a ainsi contribué pour la totalité du trimestre en 2011 par rapport à deux mois en 2010.

En deuxième lieu, les résultats du secteur éolien ont bénéficié, au premier trimestre de 2011, de la bonne performance des parcs canadiens de la phase I de Thames River mis en service en décembre 2009 et janvier 2010, dont une partie des équipements étaient en phase d'essai et de rodage au début de l'exercice 2010. Les parcs de la phase I de Thames River ont affiché une hausse de 15,6 % de leur volume de production et une amélioration sensible de leurs résultats financiers, sous l'effet conjugué d'un facteur d'utilisation supérieur et du fait que tous les équipements ont pu bénéficier, pour l'ensemble de la période, du plein tarif du programme *Advanced RESOP* de 131 \$/MWh.

Par contre, en plus de l'incidence défavorable de la fluctuation du taux de change entre les devises canadienne et européenne sur les résultats convertis en dollars canadiens des parcs éoliens existants en France, ces derniers ont affiché un ralentissement de 16,2 % de leur production de même qu'un repli de leurs résultats financiers en raison, principalement, de conditions de vents inférieures à l'année précédente jumelées à un prix de vente moyen inférieur à 2010. Outre la baisse de l'indice des prix de la consommation auquel le prix de vente de l'électricité est indexé en France, la baisse du prix de vente moyen des sites français existants s'explique principalement par le fait que les ententes contractuelles avec EDF prévoient, au terme d'une période de cinq ou dix ans, un ajustement à la baisse du prix de vente par MWh lorsque le volume de production des cinq ou dix années précédentes a dépassé le niveau prévu. À ce jour, cette clause s'est appliquée à trois des sites éoliens français de la Société, dont un au quatrième trimestre de 2010 et deux au premier trimestre 2011.

Par conséquent, l'incidence favorable des mises en service de nouveaux sites sur les produits et le BAIIA du secteur éolien a été atténuée par les éléments défavorables suivants :

- un effet de volume négatif de 0,8 M\$ sur les produits et le BAIIA résultant de la baisse de production des sites français existants, nette de la hausse de production du site Thames River phase I ;
- un effet de prix négatif de 0,2 M\$, tant sur les produits que sur le BAIIA, attribuable à la baisse du prix de vente moyen des sites existants français, nette d'une hausse du prix moyen du site Thames River phase I ; et
- un effet de change défavorable de 0,5 M\$ sur les produits et de 0,3 M\$ sur le BAIIA dû à l'appréciation du dollar canadien face à l'euro.

Au total, le secteur éolien a produit 152 570 MWh d'électricité au premier trimestre de 2011, comparativement à 90 291 MWh l'année précédente. Cette hausse de 69 % est attribuable aux nouveaux sites mis en service au cours des 12 mois précédents ainsi qu'à la bonne performance de Thames River phase I, laquelle a en partie pallié le ralentissement de la production des sites français existants.

## ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

Durant la période comprise entre les 1<sup>er</sup> avril et 21 avril 2011, la Société a conclu des transactions de swap de taux d'intérêts afin de fixer une proportion importante du taux de financement anticipé pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Le montant nominal total des transactions est de 200 M\$ et les taux se situent à environ 4,58 %. Ce taux moyen représente le taux de base du programme de financement anticipé par la direction (le « Programme ») et non son coût total de financement qui comprendra aussi une marge négociée auprès des prêteurs finaux. Bien que le Programme ne soit pas conclu en date de l'exécution de ces transactions, la Société estime qu'il est hautement probable qu'elle le mettra en place dans un délai raisonnable. En effet, la Société et son conseiller financier conduisent actuellement un processus de soumission auprès de la communauté financière mondiale. La Société a reçu un nombre important d'offres indicatives, ce qui lui a permis de bien évaluer chacun des marchés disponibles et de conclure qu'il lui serait possible d'obtenir les conditions de financement nécessaires à la bonne conduite de son projet. Conséquemment, la Société a maintenant établi sa stratégie de mise en marché et procédera, au cours des prochains mois, aux autres étapes préalables à la clôture du Programme. Comme les prêteurs finaux exigeront vraisemblablement que les swaps soient exécutés auprès de leur institution, il est probable que les transactions initiales soient réglées au comptant lors de la clôture du Programme. Tout gain ou perte accumulé préalablement serait

maintenu dans le *Cumul des Autres Éléments des Résultats Étendus* et constatés à l'état des résultats selon la méthode de l'amortissement au taux effectif.

#### PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

En date des présentes, Boralex et ses partenaires détiennent des contrats à long terme de vente d'électricité pour des projets éoliens totalisant 391 MW, tous au Canada, lesquels seront mis en service entre les mois de décembre 2013 et 2015.

Au Québec, le développement par le consortium formé à parts égales par Boralex et une entité formée et détenue par Société en commandite Gaz Métro (le « Consortium »), des deux premiers projets éoliens de la Seigneurie de Beaupré totalisant 272 MW se déroule selon les plans, en vue d'une mise en service en décembre 2013. Au cours de l'exercice 2011, le Consortium entend finaliser les principaux contrats avec ses fournisseurs et mettre en place le financement. Il est aussi prévu qu'une portion importante des travaux de construction des fondations et la majeure partie de ceux des routes sera réalisée cette année. De plus, le 19 novembre 2010, le Consortium a acquis les droits d'un projet d'une puissance de 69 MW assorti d'un contrat de vente d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec. Le Consortium est à définir les paramètres de ce futur parc éolien qui sera également érigé sur le site de la Seigneurie de Beaupré, en vue d'une mise en service en décembre 2014. En plus de bénéficier des importants avantages qu'offre le site sur le plan éolien, environnemental et des infrastructures en place, le rendement de ce futur parc sera avantageusement par les synergies logistiques qui pourront être réalisées au moment de sa construction et de son exploitation.

Toujours au Québec, en association avec deux MRC, Boralex a été sélectionnée en décembre 2010 pour deux projets éoliens de 25 MW chacun dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec visant la mise en place d'une puissance éolienne de 250 MW issue de projets communautaires. Le premier projet, développé en partenariat avec la MRC de Témiscouata, sera mis en service en décembre 2014. Le second, mené en partenariat avec la MRC de La Côte-de-Beaupré, sera érigé sur les terres de la Seigneurie de Beaupré pour être mis en service en décembre 2015. Ainsi, d'ici quelques années, le site exceptionnel de la Seigneurie de Beaupré comptera une puissance éolienne installée contractée de 366 MW appartenant à Boralex et ses partenaires.

En Europe, Boralex œuvre à divers projets d'acquisition et de développement de sites éoliens, dont un projet de 20 MW, en Italie. Ce projet a obtenu l'autorisation unique des instances gouvernementales au cours du premier trimestre de 2011.

#### PERSPECTIVES

Au début du deuxième trimestre de l'exercice 2010, le secteur éolien de Boralex regroupait une puissance éolienne installée et opérationnelle de 153 MW, dont 113 MW en Europe et 40 MW au Canada. Un an plus tard, Boralex a entrepris le deuxième trimestre de l'exercice courant avec une puissance installée majorée de 64 %, celle-ci atteignant aujourd'hui 251 MW, dont 161 MW en Europe et 90 MW au Canada. Selon la direction de Boralex, cette expansion importante de la base opérationnelle du secteur éolien aura un effet significatif sur les résultats du reste de l'exercice 2011 en raison, plus particulièrement :

- de la contribution, pendant tout le reste de l'année par rapport à quelques semaines en 2010, de la phase II de 50 MW du site éolien Thames River ; et
- de la contribution des nouveaux sites français Ronchois, Le Grand Camp et Chasse Marée, d'un total de 48 MW, pendant tout le reste de l'année par rapport à des périodes de trois à six mois en 2010.

Rappelons que tous les actifs éoliens de Boralex, aussi bien en Europe qu'au Canada, bénéficient de contrats de vente d'électricité à long terme ainsi que de tarifs avantageux. En Amérique du Nord, la majeure partie des efforts de la Société au cours des trois prochains exercices sera consacrée à finaliser ses cinq projets totalisant 391 MW au Québec, dont 366 MW à la Seigneurie de Beaupré, tout en cherchant activement les occasions d'acquiescer d'autres projets se trouvant à différents stades de développement. En Europe, Boralex entend valoriser au maximum son entente avec Cube afin de tirer avantage des opportunités qui lui permettraient d'intégrer, au cours des deux prochaines années, des actifs éoliens opérationnels ou en développement d'une puissance installée additionnelle d'au moins 50 MW, notamment en France et en Italie.

De l'avis de la direction de Boralex, les perspectives à moyen et long termes du secteur éolien sont des plus favorables compte tenu :

- de l'envergure et de la qualité de ses projets dotés de contrats de vente à long terme actuellement en développement au Canada ;
- des solides alliances qu'elle a conclues en Europe et en Amérique du Nord afin d'accélérer son développement ;
- de sa réputation croissante au sein des marchés financiers mondiaux en tant que développeur et exploitant crédible d'infrastructures éoliennes de plus en plus importantes ; et
- des flux monétaires additionnels significatifs et prévisibles provenant de l'intégration des actifs du Fonds.

**CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES**

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2010</b>	<b>3,1</b>	<b>1,9</b>
Impact des activités consolidées du Fonds	10,1	7,8
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>		
Prix	0,1	0,1
Volume	(0,4)	(0,4)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,1)	(0,1)
Autres	(0,1)	(0,2)
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011</b>	<b>12,7</b>	<b>9,1</b>

Le tableau suivant présente les données statistiques récentes et historiques en regard à la production du secteur hydroélectrique :

<b>PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWH) <sup>(1)</sup></b>	<b>2011</b>	2010
Trimestres terminés les 31 mars	<b>145 004</b>	40 309
Moyenne historique - trimestre <sup>(2)</sup>	<b>157 480</b>	157 704
Moyenne historique - annuelle <sup>(2)</sup>	<b>626 740</b>	627 046

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Les moyennes historiques incluent toutes les centrales existantes de Boralex.

**RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

La performance du secteur hydroélectrique au premier trimestre de 2011 par rapport à la même période en 2010 reflète clairement l'un des principaux avantages qu'a procurée l'acquisition du Fonds à Boralex : des actifs hydroélectriques de qualité, tous dotés de contrats de vente d'électricité et générant des marges bénéficiaires supérieures. De fait, l'ajout des sept centrales hydroélectriques du Fonds, qui a plus que triplé la puissance installée hydroélectrique de Boralex, explique en presque totalité la hausse marquée des résultats trimestriels de ce secteur, dont les produits ont plus que quadruplé pour atteindre 12,7 M\$, tandis que le BAIIA a presque quintuplé pour se chiffrer à 9,1 M\$. Ceci a eu pour effet de faire passer la marge de BAIIA en pourcentage des revenus de 61,3 % en 2010 à 71,7 % en 2011.

En termes de production, le secteur a livré 145 004 MWh par rapport à 40 309 MWh au même trimestre en 2010, soit une hausse de 260 %. Mises à part les centrales acquises du Fonds, les centrales existantes ont cependant affiché un repli de 10,2 % de leur production en raison de conditions hydrauliques moins favorables qu'au premier trimestre de 2010, aussi bien au Canada qu'aux États-Unis. Notons que ces conditions moins favorables ont aussi occasionné une diminution de la production des centrales acquises du Fonds par rapport à l'année précédente. En incluant les centrales du Fonds, comme il apparaît au tableau précédent, la production totale du secteur a affiché une légère baisse par rapport aux moyennes historiques en raison des conditions hydrauliques moins favorables.

La diminution du volume de production des centrales existantes a eu une incidence défavorable de 0,4 M\$ sur les produits et le BAIIA trimestriel du secteur hydroélectriques. Par contre, ceci a été en partie compensé par une incidence favorable de 0,1 M\$ attribuable à une hausse de 3 % du prix de vente moyen des centrales existantes. Les centrales américaines, en particulier, ont bénéficié d'une hausse de 7,0 % de leur prix moyen (en \$US) résultant d'une majoration contractuelle du prix de la centrale de Middle Falls et d'une hausse des prix au marché de l'électricité dans l'État de New York. Ces hausses ont compensé pour la diminution du prix de vente moyen des centrales existantes canadiennes due principalement au renouvellement, pour une période de 20 ans, du contrat de vente d'électricité de la centrale d'East Angus (Québec) à un prix avantageux par rapport aux conditions actuelles sur le marché Nord-Est américain, quoique inférieur à l'entente initiale (voir rubrique suivante).

Par ailleurs, les résultats du premier trimestre ont aussi été affectés, pour un montant de 0,1 M\$, par l'incidence défavorable de la hausse du dollar canadien face au dollar américain sur la performance des centrales existantes américaines, ainsi que par certains autres facteurs de moindre importance, dont une diminution des primes de puissance.

**ÉVÉNEMENTS RÉCENTS**

En février 2011, Boralex et Hydro-Québec ont renouvelé le contrat de vente d'électricité de la centrale d'East Angus, au Québec, d'une puissance installée de 2 MW, pour une période additionnelle de 20 ans. Rappelons que le contrat précédent de cette centrale avait été conclu en 1991 dans le cadre du programme APR d'Hydro-Québec et arrivait à échéance à la fin de 2010. Il

s'agit du premier contrat à long terme de Boralex à avoir passé avec succès l'étape de la renégociation et du renouvellement avec Hydro-Québec.

#### PERSPECTIVES

L'intégration des sept centrales hydroélectriques du Fonds aura un effet considérable sur les résultats de ce secteur pour l'ensemble de l'exercice 2011. À titre d'information, voici quelques renseignements clés permettant d'en estimer l'ampleur :

- pour l'ensemble de l'exercice 2010, les centrales hydroélectriques du Fonds ont réalisé des produits de 43,0 M\$, par rapport à 10,1 M\$ pour celles de Boralex ;
- au cours du même exercice, les centrales du Fonds ont réalisé un BAIIA de 35,3 M\$, représentant une marge bénéficiaire de 82,1 % par rapport à leurs produits, comparativement à un BAIIA de 5,5 M\$ et une marge bénéficiaire de 54,5 % pour les centrales de Boralex ;
- à la suite de l'acquisition du Fonds, la puissance installée du secteur hydroélectrique est passée de 40 MW (dont 27 MW sont actuellement en production) à 136 MW ; et
- la portion de la puissance installée bénéficiant de contrats de vente d'électricité à long terme est passée de 48 % (représentant moins de 20 MW) à 85 % (116 MW).

Ainsi, Boralex a entrepris l'exercice 2011 avec une base hydroélectrique non seulement beaucoup plus large, mais génératrice de marges bénéficiaires accrues ainsi que de flux de trésorerie plus stables et prévisibles. Ce nouveau profil atténuera l'impact sur les résultats de ce secteur des facteurs d'ordre conjoncturel, en particulier, les fluctuations des prix de vente sur le marché libre des États-Unis qui suivent en grande partie celles du prix du gaz naturel.

Par ailleurs, compte tenu de la qualité des actifs et du programme d'entretien en cours dans l'ensemble des centrales composant aujourd'hui le secteur hydroélectrique de Boralex, rien ne laisse entrevoir qu'elles ne pourront pas maintenir leur production selon leur moyenne historique. De plus, les centrales du Québec continueront de bénéficier de l'indexation contractuelle des contrats de vente d'énergie et de primes de puissance.

Dans une perspective à moyen et long terme, Boralex se tient à l'affût des occasions de faire croître son secteur hydroélectrique, notamment au Québec et en Colombie-Britannique.

#### CENTRALES THERMIQUES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2010</b>	<b>30,2</b>	<b>10,0</b>
Impact des activités consolidées du Fonds	9,5	3,8
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>		
Prix	1,9	1,9
Volume	(2,2)	(0,8)
RECs	(3,3)	(3,2)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(1,6)	(0,5)
Primes de puissance	(0,3)	(0,3)
Coût des matières premières	–	(1,4)
Entretien	–	0,2
Autres	0,1	0,6
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011</b>	<b>34,3</b>	<b>10,3</b>

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Au cours du premier trimestre de l'exercice 2011, ce secteur a produit 372 419 MWh d'électricité par rapport à 320 107 MWh au même trimestre en 2010, cette augmentation de 16,3 % étant attribuable à l'ajout des centrales thermiques de Senneterre et de Dolbeau (Québec) récemment acquises du Fonds. Le secteur a réalisé des produits de 34,3 M\$ comparativement à 30,2 M\$ l'année précédente, en hausse de 13,6 %, tandis que son BAIIA a augmenté de 3,0 % pour se chiffrer à 10,3 M\$. Deux principaux facteurs expliquent la hausse des produits et du BAIIA trimestriels :

- l'ajout des centrales de Senneterre et de Dolbeau, qui ont apporté une contribution additionnelle de 9,5 M\$ aux produits du trimestriels et de 3,8 M\$ au BAIIA ; et
- une incidence favorable de 1,9 M\$ sur les produits et le BAIIA attribuable à une augmentation de 12 % du prix de vente moyen obtenu (en \$US) par les centrales américaines de Boralex, en raison principalement de la hausse du cours de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis. Notons cependant que, bien qu'un raffermissement des prix au marché soit observable depuis le milieu de 2010, ces derniers demeurent bien en deçà de leur niveau antérieur à 2009 et qu'il est difficile à ce stade-ci de prévoir la tendance à moyen terme des prix de l'électricité qui sont étroitement corrélés avec les cours du gaz naturel.

Mise à part la hausse de leur prix de vente moyen, les centrales américaines de Boralex ont continué de faire face à des conditions difficiles, ce qui a occasionné une baisse de 17,9 % de leurs produits et de 35,0 % de leur BAIIA. Les principaux facteurs furent les suivants :

- un effet de volume négatif de 2,2 M\$ sur les produits et de 0,8 M\$ sur le BAIIA, attribuable à une diminution de 12,6 % de leur volume de production et ce, pour deux principales raisons. En premier lieu, Boralex a volontairement ralenti la cadence de production de certaines centrales, notamment celle de Stratton, en raison de la faiblesse des prix de vente au marché de l'électricité et des RECs. En second lieu, en plus d'un bris d'équipement au mois de février, la centrale d'Ashland a interrompu sa production pour une période indéterminée après l'arrivée à échéance de ses swaps financiers de prix d'électricité, le 28 février 2011. À cet effet, les démarches entreprises par Boralex afin d'obtenir un contrat de vente d'électricité pour cette centrale n'ont pas donné de résultat à ce jour. Tant que les conditions nécessaires pour maintenir une opération rentable ne seront pas présentes, cette centrale demeurera fermée pour une période indéterminée ;
- une incidence de 3,3 M\$ sur les produits et de 3,2 M\$ sur le BAIIA attribuable à la réduction des ventes de RECs, sous l'effet conjugué d'une baisse de 11,5 % (en \$US) du prix moyen obtenu sur le marché, de la diminution du volume de production, en particulier des centrales de Stratton et d'Ashland, et du fait que les ventes de RECs du premier trimestre de 2010 comportaient un montant important de RECs produits en 2009 ;
- une incidence négative de 1,6 M\$ sur les produits et de 0,5 M\$ sur le BAIIA attribuable à la hausse du dollar canadien par rapport à la devise américaine ;
- une diminution de 0,3 M\$ des primes de puissance, laquelle a affecté également les produits et le BAIIA ;
- une incidence défavorable de 1,4 M\$ sur le BAIIA résultant de l'augmentation du coût de la matière première, due en partie à la hausse du prix du carburant, mais surtout, au fait que les centrales américaines n'ont pas bénéficié cette année des mêmes avantages que leur avait procurés, au premier trimestre de 2010, le BCAP qui fut en vigueur entre décembre 2009 et avril 2010. Bien que le *United States Department of Agriculture* ait annoncé la reconduite de ce programme en octobre 2010, les mécanismes et les montants alloués ne sont pas encore établis et connus ; et
- à l'inverse, la rentabilité des centrales existantes de Boralex a bénéficié de certains avantages totalisant 0,8 M\$, dont une diminution des frais d'entretien et une réduction de d'autres dépenses diverses.

Le contexte d'affaires difficile pour les centrales américaines aux résidus de bois de Boralex explique la baisse de la marge de BAIIA globale du secteur par rapport à ses produits, laquelle est passée de 33,1 % en 2010 à 30,0 % cette année, bien que l'ajout des deux centrales canadiennes ait eu un effet positif sur l'évolution de la marge totale par rapport au premier trimestre de 2010. À titre informatif, tel qu'il avait été prévu par la direction, la centrale de Senneterre a maintenu, voire amélioré sa performance par rapport à 2010. Quant à la centrale de Dolbeau, elle a légèrement accru sa rentabilité comparativement à l'année précédente, malgré le fait qu'elle ne vende plus de vapeur depuis la fermeture définitive de l'usine d'ABI en août 2010.

## ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

Le 1<sup>er</sup> mars 2011, est entré en vigueur, pour une période de deux ans, un contrat de vente d'électricité de la centrale de Fort Fairfield (Maine), selon des termes similaires à l'ancien contrat. Par ailleurs, rappelons que les démarches poursuivies par Boralex pour obtenir un contrat de vente pour sa centrale d'Ashland (Maine), dont les swaps financiers de prix d'électricité sont arrivés à échéance le 28 février 2011, n'ont pas connu de succès à ce jour. Par conséquent, cette centrale demeurera fermée pour une période indéterminée, à moins que les conditions de marché s'améliorent suffisamment pour supporter son exploitation rentablement. Par ailleurs, les centrales de Chateaugay, Livermore Falls et Stratton subiront des périodes d'arrêt planifié prolongé au cours du deuxième trimestre afin de mitiger les conditions de marché particulièrement difficiles pendant cette période.

Le 27 octobre 2010, le *United States Department of Agriculture* a émis les nouvelles règles d'attribution relative au renouvellement du BCAP, introduit en décembre 2009 et suspendu en avril 2010. Entre autres, les nouvelles règles excluent certaines matières premières qui étaient permises dans la version précédente du programme. Ces restrictions n'affectent en rien la capacité des centrales de Boralex de participer au BCAP. Les retombées financières sont difficiles à quantifier pour l'instant puisque la durée du programme dépendra de l'ampleur de la demande par rapport au montant de l'enveloppe globale allouée par le gouvernement, cette information n'étant pas disponible à l'heure actuelle. De plus, les efforts de réduction du déficit américain pourraient affecter le financement de ce programme.

Afin de palier la situation difficile dans laquelle se trouve l'industrie forestière du Québec depuis 2006, ce qui compromet la stabilité des approvisionnements en résidus forestiers des centrales québécoises acquises du Fonds, la centrale de Senneterre vient de compléter un programme d'investissement de 6,7 M\$ pour se doter d'un système lui permettant de récupérer, nettoyer et optimiser la valeur calorifique des écorces de vieilles piles sans endommager ses équipements. La centrale a ainsi sécurisé assez de matières premières pour s'assurer d'une exploitation stable en 2011, tout en réduisant certains coûts. Les retombées positives de cet investissement se feront sentir au cours des prochaines années.

En janvier 2011, un projet de centrale aux résidus de bois d'environ 35 MW, développé conjointement par Boralex, Pacific BioEnergy Corporation et TimberWest Forest Corporation, a fait l'objet d'une présélection dans le cadre du *BC Hydro's Phase II Biomass Call*. Si ce projet se réalise, la centrale serait érigée à Campbell River, sur l'île de Vancouver (Colombie-Britannique). Plusieurs conditions doivent cependant être remplies avant que le conseil d'administration de Boralex donne l'aval à ce projet, en particulier, l'obtention d'un contrat de vente d'électricité avec BC Hydro, un contrat d'approvisionnement en bois satisfaisant et la négociation d'un financement.

## PERSPECTIVES

L'ajout des deux centrales canadiennes du Fonds alimentées en résidus de bois, d'une puissance installée de 63 MW, aux six centrales américaines de Boralex, d'une puissance installée de 204 MW, a eu pour principaux avantages de faire passer la proportion contractée de la puissance installée de ce secteur de 18 % à 37 % et d'atténuer l'impact de la fluctuation des devises sur ses résultats. Cependant, l'effet à long terme de cet ajout est difficile à évaluer compte tenu, notamment, de l'incertitude entourant la centrale de Dolbeau.

*Centrales aux États-Unis* – La direction de Boralex est prudente quant aux perspectives à court terme des centrales américaines, car bien qu'on observe un certain raffermissement des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis depuis quelques mois, la fragilité persistante de l'économie américaine demeure une source de préoccupation. En outre, le prix du gaz naturel demeure faible par rapport au cours affiché lors des récentes années, exerçant toujours une pression à la baisse sur celui de l'électricité qui y est étroitement corrélé. Enfin, la valeur élevée du dollar canadien par rapport au dollar américain, si elle se maintient, continuera d'avoir un effet défavorable sur les résultats de ce secteur. Conformément à sa stratégie, Boralex continuera d'ajuster le volume de production de ses centrales alimentées aux résidus de bois en fonction des conditions du marché, ce qui lui confère une certaine flexibilité quant à la gestion de ses coûts.

En ce qui a trait au marché des RECs, la direction de Boralex s'attend à une amélioration des prix au cours des prochains trimestres. Notons qu'en date du présent rapport, Boralex détenait des engagements de ventes fermes de 1,5 M\$ US (1,4 M\$) pour des livraisons de RECs devant être effectuées d'ici le 31 décembre 2012. Compte tenu de la faiblesse actuelle des prix des RECs sur le marché du Connecticut, la Société préfère, pour l'instant, reporter ses ventes à une date ultérieure, dans l'attente d'une amélioration des conditions du marché. Malgré la situation économique actuelle, la direction de Boralex est d'avis que le marché des RECs présentera, au cours des prochaines années, un potentiel intéressant de revenus et de profits récurrents pour son secteur des résidus de bois puisque la législation prévoit une augmentation annuelle de la demande et que l'offre ne devrait pas suivre le même rythme.

De façon générale, dans la foulée des derniers exercices, le secteur des résidus de bois de Boralex aux États-Unis poursuivra ses efforts pour constamment optimiser la performance de ses centrales, réduire ses risques d'affaires, diminuer ses coûts, développer des sources de revenus récurrents, stabiliser son approvisionnement en résidus et se positionner de façon proactive pour tirer avantage de la législation américaine en matière de production d'énergie renouvelable.

*Centrales au Canada* – Boralex s'attend au maintien, voire à une amélioration de la performance de la centrale de Senneterre grâce, notamment, aux investissements effectués pour sécuriser son approvisionnement en matières premières. Par ailleurs, la situation difficile dans laquelle se trouve l'industrie forestière du Québec continue d'affecter la centrale de Dolbeau qui de plus, ne vend plus de vapeur. De plus, tel qu'il a été planifié par la direction, cette centrale est en mesure de produire de l'électricité à l'intention d'Hydro-Québec de novembre à mars seulement, période qui correspond à la pointe de la demande et au paiement des primes de puissance importantes. Par conséquent, elle ne générera aucun produit à partir du mois d'avril 2011 et ce, jusqu'en novembre 2011.



**CENTRALES THERMIQUES DE COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL**

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2010</b>	<b>6,3</b>	<b>2,0</b>
Impact des activités consolidées du Fonds	10,3	6,1
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>		
Prix	0,6	0,6
Volume	(0,1)	-
Quotas CO <sub>2</sub>	-	(0,2)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,4)	(0,1)
Coût du gaz naturel	-	(0,4)
Autres	-	(0,4)
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011</b>	<b>16,7</b>	<b>7,6</b>

**RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

L'ajout de la centrale de cogénération de Kingsey Falls (Québec), acquise du Fonds, a eu un effet important sur les résultats trimestriels de ce secteur. La production d'électricité de ce secteur a totalisé 82 291 MWh par rapport à 22 430 MWh au même trimestre en 2010, soit une progression de 267 %. De plus, la production de vapeur a augmenté de 147 % pour totaliser 353 659 milliers de livres. Ces augmentations sont entièrement attribuables à l'ajout de la centrale canadienne, puisque la production d'électricité et de vapeur de la centrale de Blendecques (France) a accusé un léger recul, soit d'environ 3 %, par rapport à l'an dernier. Les produits sectoriels ont atteint 16,7 M\$, en hausse de 165,1 %, soit de 10,4 M\$ sur l'année précédente, dont un montant de 10,3 M\$ fourni par la centrale de Kingsey Falls. De plus, l'ajout du BAIIA de 6,1 M\$ de cette centrale a eu pour effet de presque quadrupler le BAIIA du secteur, qui est passé de 2,0 M\$ en 2010 à 7,6 M\$ en 2011. Par conséquent, la marge de BAIIA en pourcentage des produits s'est établie à 45,5 % au premier trimestre de 2011, comparativement à 31,7 % à la même période en 2010.

Faisant abstraction de l'incidence négative de 0,4 M\$ attribuable à la fluctuation du taux de change entre la devise canadienne et l'euro, la centrale de Blendecques a affiché une croissance de 7,9 % de ses produits. Celle-ci est attribuable à des hausses de l'ordre de 15 % de ses prix de vente de vapeur et d'électricité, qui sont tous deux indexés au prix du gaz naturel en France. Ceci a représenté un avantage de 0,6 M\$ par rapport à l'année précédente, tant au niveau des produits que du BAIIA, lequel a plus que compensé pour la légère diminution de la production. La hausse des prix de vente a aussi amplement compensé pour l'incidence défavorable 0,4 M\$, sur le BAIIA, de la hausse du coût du gaz naturel. Cependant, en plus de l'incidence négative des taux de change, le fait que la centrale n'ait vendu aucun quota excédentaires de CO<sub>2</sub>, de même que certains autres éléments défavorables dont certains de nature non récurrente, ont contribué à une réduction de 0,6 M\$, soit de 30 % du BAIIA de cette centrale.

Pour sa part, la centrale de Kingsey Falls a affiché une augmentation de sa production de vapeur et d'électricité en plus d'une amélioration de sa marge bénéficiaire grâce, notamment, à la mise en place, en 2010, de deux nouveaux instruments financiers (« swaps ») dont l'un permet de fixer le prix d'achat du gaz naturel pour les deux prochaines années et l'autre pour indexer le prix de vente de la vapeur. Ces contrats sont valides jusqu'en novembre 2012, date d'échéance du contrat de vente d'électricité de cette centrale avec Hydro-Québec.

**PERSPECTIVES**

À la suite de l'acquisition du Fonds, le regroupement de sa centrale canadienne de 31 MW alimentée en gaz naturel avec la centrale française de 14 MW de Boralex favorisera une croissance significative des revenus et des marges bénéficiaires de ce secteur en 2011. Rappelons cependant que le contrat de la centrale de Kingsey Falls se termine en novembre 2012.

*Centrale en France* — Depuis 2005, en raison des conditions du marché, cette centrale a exploité son équipement de cogénération pendant les cinq mois de la période d'hiver seulement, soit du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars. Ce sera également le cas en 2011. La centrale au gaz naturel de Blendecques constitue néanmoins une source stable de profits et de flux monétaires pour Boralex étant donné, entre autres que les fluctuations de ses prix de vente sont généralement contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première. En ce qui concerne la vente de quotas de CO<sub>2</sub>, la direction s'attend à ce que le gouvernement français modifie prochainement les règles régissant les volumes permis d'émissions de CO<sub>2</sub> par les entreprises. Dans l'attente de ces changements, la centrale française préfère conserver ses quotas excédentaires.

*Centrale au Canada* — Le contrat de vente d'électricité de cette centrale avec Hydro-Québec arrivera à échéance en novembre 2012. Il est actuellement difficile pour la direction de juger de la probabilité de renouvellement de ce contrat et des conditions qui pourraient être offertes. En temps et lieu, la direction évaluera les scénarios qui s'offriront à cette centrale selon les besoins manifestés par Hydro-Québec. Le contrat de vente de vapeur de la centrale de Kingsey Falls arrivera également à échéance en 2012 et devra être renégocié le cas échéant. Lors de sa signature, le client avait choisi une méthode d'indexation partielle basée sur le cours de certains produits pétroliers vendus à Montréal. En raison de la volatilité importante du cours du pétrole au cours des dernières années, le prix de la vapeur a subi des variations significatives. Récemment, Boralex a contracté un swap financier afin de sécuriser en partie le prix de la vapeur vendue pour les deux prochaines années.

Cette même centrale avait conclu en 1995 une entente d'approvisionnement à long terme couvrant environ 90 % de ses besoins en gaz naturel, alors que les prix du gaz naturel étaient plus bas qu'aujourd'hui, ce qui lui a permis de générer des flux de trésorerie importants. Ce contrat vient à échéance en 2012, bien que son prix fixe sera en vigueur jusqu'en novembre 2011. En juillet 2010, la centrale a conclu une entente d'approvisionnement pour couvrir la période de novembre 2011 à novembre 2012 afin de fixer le prix de ses achats de gaz naturel.

## **ANALYSE DES PRINCIPAUX FLUX DE TRÉSORERIE DU PREMIER TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 MARS 2011**

### **ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

Au cours du premier trimestre de l'exercice 2011, la marge brute d'autofinancement de Boralex s'est chiffrée à 24,1 M\$ ou 0,64 \$ par action, par rapport à 14,5 M\$ ou 0,38 \$ par action au même trimestre en 2010. Faisant abstraction des ajustements des deux périodes comparatives incluant, principalement, les gains sur vente d'actifs, de même que les frais d'amortissement des deux périodes comparatives, cette hausse s'explique en majeure partie par la hausse du BAIIA ajusté provenant de l'ajout des centrales du Fonds et de l'expansion du secteur éolien, diminué des distributions reçues du Fonds en 2010. L'augmentation du BAIIA ajusté, a ainsi pallié la hausse des paiements des frais de financement et des impôts.

La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a produit des liquidités de 16,2 M\$ (8,2 M\$ en 2010). La génération de liquidités au premier trimestre de 2011 s'explique en partie par la disposition des actions d'ABI, d'une valeur aux livres de 23,3 M\$ en date du 31 décembre 2010, et en partie par une diminution des stocks de 1,1 M\$ attribuable principalement au cycle annuel normal des activités. La diminution des comptes débiteurs s'expliquent principalement par la réception de la TVA qui était à recevoir au 31 décembre 2010 sur les contrats d'achats d'éoliennes pour les parcs construits en 2010. La diminution des comptes créditeurs s'expliquent principalement par le paiement des fournisseurs qui ont construits les parcs éoliens français en 2010.

Par conséquent, les activités d'exploitation du premier trimestre de 2011 ont généré une entrée de fonds totale de 40,3 M\$ par rapport à 22,7 M\$ à la même période de l'année précédente.

### **ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT**

Les activités d'investissement du premier trimestre 2011 ont requis des fonds totaux nets de 11,2 M\$, déduction faite de l'utilisation d'une tranche de 9,4 M\$ de l'encaisse affectée au développement de Thames River II, au Canada. Les investissements du premier trimestre de 2011 se détaillent ainsi :

- un montant de 10,6 M\$ alloué à l'acquisition de nouvelles immobilisations, principalement pour la finalisation des projets éoliens en France et de la mise en service de la phase II de Thames River (Ontario) en janvier 2011, la construction en cours du premier site solaire de la Société, dans le sud de la France, et la mise en place du nouveau système de manutention et de traitement de résidus de bois provenant de vieilles piles à la centrale thermique de Senneterre, au Québec ; et
- un montant total net de 0,6 M\$ alloué aux projets de développement de Boralex, essentiellement pour les sites éoliens du site de la Seigneurie de Beaupré, au Québec.

### **ACTIVITÉS DE FINANCEMENT**

Les activités de financement du premier trimestre ont utilisé des liquidités nettes de 0,5 M\$. La Société a remboursé un montant total de 12,3 M\$ de sa dette à long terme et de ses emprunts et avances bancaire.

À l'inverse, elle a accru sa dette à long terme d'un montant additionnel de 11,7 M\$, dont 10,8 M\$ (8 M€) tirée sur la tranche TVA du financement cadre des projets éoliens en France et 0,5 M\$ (0,4 M€) sur le nouveau financement de 15,6 M€ mis en place en 2010 dans le cadre de son projet solaire en France.

Par ailleurs, le 31 décembre 2010, le financement cadre de 265 M€ mis en place en 2007 avec BNP Paribas afin de financer des projets éoliens en France est arrivé à terme, et la Société a décidé de ne pas renouveler ce véhicule afin d'explorer d'autres options de financement. En date du 31 mars 2011, un montant de 145,6 M€ (200,7 M\$) était dû par la Société en regard à ce financement cadre, payable d'ici 2022. En ce qui a trait à la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls, acquise en 2009, la balance du prix d'achat, au montant de 9,0 M\$, a été payé le 1<sup>er</sup> avril 2011. Le 31 mars 2011, la Société a conclu une convention de crédit relativement à sa centrale hydroélectrique située en Colombie Britannique (« Ocean Falls »). Cette convention de crédit d'une durée de 13 ans et d'un montant de 11,0 M\$ est garantie par la totalité des actifs d'Ocean Falls, sans recours à Boralex inc. Le paiement du produit de ce financement est sujet à la réalisation, par la Société, de certaines conditions préalables avant le 15 mai 2011. Ces conditions portent principalement sur l'obtention de certains consentements au financement de la part des contreparties aux contrats importants. La Société n'entrevoit pas d'obstacles particuliers à l'obtention de ces documents.

Enfin, la fluctuation du dollar canadien face à l'euro et au dollar américain a augmenté de 0,7 M\$ le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au cours du premier trimestre de l'exercice 2011. L'ensemble des mouvements de trésorerie décrits précédemment a donc généré des liquidités totales nettes de 38,6 M\$. Par conséquent, celles-ci se chiffraient à 131,3 M\$ au 31 mars 2011, par rapport à 92,7 M\$ au 31 décembre 2010.

---

**En résumé, les mouvements de fonds du premier trimestre de l'exercice 2011 reflètent principalement l'accroissement de la capacité d'autofinancement de la Société résultant de l'acquisition du Fonds et de l'expansion du secteur éolien, ainsi que la poursuite de ses projets de développement et d'optimisation de sa base opérationnelle.**

---

## SITUATION FINANCIÈRE AU 31 MARS 2011

### ACTIF

En date du 31 mars 2011, l'actif total de Boralex se chiffrait à 1 238,1 M\$ comparativement à 1 246,0 M\$ au 31 décembre 2010, soit une légère baisse de 7,9 M\$ ou de 0,6 %. L'actif à court terme et à long terme de Boralex est demeuré stable entre le 31 mars 2011 et le 31 décembre 2010, pour se chiffrer à 205,1 M\$ et 1 033,0 M\$ au 31 mars 2011.

### FONDS DE ROULEMENT

Au 31 mars 2011, le fonds de roulement de Boralex se chiffrait à 116,1 M\$ pour un coefficient de 2,31:1, comparativement à 108,0 M\$ et un coefficient de 2,11:1 au 31 décembre 2010. Cette légère augmentation s'explique par la diminution des comptes créditeurs et charges à payer au 31 mars 2011, qui au 31 décembre 2010 s'étaient accrus de 29,9 M\$ en raison des sommes dues à des fournisseurs dans le cadre des projets de construction du secteur éolien et de l'inclusion des comptes créditeurs et charges à payer du Fonds.

### DETTE TOTALE ET CAPITAUX PROPRES

Au 31 mars 2011, la dette totale de la Société, incluant la dette à long terme et sa portion à court terme, les emprunts et avances bancaires, ainsi que la composante « dette » des débentures convertibles, se chiffrait à 740,1 M\$ par rapport à 734,6 M\$ au 31 décembre 2010, en raison de l'augmentation nette de 5,1 M\$ de la dette à long terme (incluant sa partie à court terme) résultant principalement des tirages effectués sur les facilités de crédit européennes pour financer les divers projets éoliens menés en France, le tout, net des remboursements de dettes de la période. Notons également que l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2010 et le 31 mars 2011 a eu pour effet d'augmenter d'environ 7,5 M\$ le montant de la dette à long terme de Boralex en Europe. Soulignons, à cet égard, qu'au 31 mars 2011, 42 % de la dette à long terme de Boralex était en Europe (40 % au 31 décembre 2010).

En déduisant de la dette totale la trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que l'encaisse affectée, l'endettement total net s'établissait à 602,4 M\$ au 31 mars 2011 comparativement à 626,0 M\$ au 31 décembre 2010. Par ailleurs, les capitaux propres totaux ont augmenté de 7,9 M\$ entre le 31 décembre 2010 et le 31 mars 2011, passant de 367,7 M\$ à 375,6 M\$. Cette hausse s'explique principalement par le bénéfice net de 7,0 M\$ du premier trimestre de 2011.

Ainsi, le coefficient d'endettement total net excluant les débentures convertibles par rapport à la capitalisation aux livres, soit la somme de l'endettement total net et des capitaux propres, est passé de 41 % au 31 décembre 2010 à 39 % au 31 mars 2011.

Compte tenu du cours boursier du titre de Boralex, qui était de 8,45 \$ au 31 mars 2011, le ratio de l'endettement total net excluant les débentures convertibles sur la valeur d'entreprise se situait à 41 % à cette date, comparativement à 43 % au 31 décembre 2010 alors que la valeur de l'action était de 8,11 \$.

## PERSPECTIVES

Outre l'addition des centrales nouvellement acquises, la direction prévoit que la croissance des résultats d'exploitation de Boralex au cours de l'exercice 2011 continuera d'être générée par l'expansion récente du secteur éolien. Les perspectives des différents secteurs d'exploitation de Boralex pour l'exercice 2011 sont décrites en détail à la rubrique *Analyse des performances sectorielles* de ce rapport de gestion. Le texte qui suit présente un résumé des perspectives sectorielles, ainsi que celles de l'ensemble de la Société.

### SECTEUR ÉOLIEN

La puissance installée et opérationnelle de ce secteur s'est accrue de 133 % depuis le début de décembre 2009, passant de 108 MW à 251 MW. De ces ajouts, environ 100 MW ont été mis en service à compter d'août 2010. La pleine contribution de ces actifs aura un effet bénéfique important sur la performance de Boralex pour l'ensemble de l'exercice 2011. Rappelons, en outre, que tous les nouveaux sites éoliens, à l'instar des sites déjà en opération, bénéficient de contrats à long terme de vente d'électricité à un prix de vente moyen supérieur au prix moyen actuel de Boralex.

Dans une perspective à moyen terme, Boralex œuvre au Québec avec des partenaires au développement de projets totalisant 391 MW, tous assortis de contrats de vente à long terme, qui devraient entrer en opération entre décembre 2013 et 2015. En Europe, le partenariat conclu avec Cube en décembre 2009 agira, au cours des deux prochains exercices, comme levier d'expansion du secteur éolien de Boralex en France et dans certains autres pays d'Europe, dont l'Italie, ainsi que de son développement dans d'autres domaines d'énergie renouvelable, principalement l'énergie solaire.

### SECTEUR HYDROÉLECTRIQUE

Les résultats du premier trimestre de l'exercice 2011 donnent une mesure de l'effet bénéfique important qu'aura l'intégration des sept centrales du Fonds au cours de l'exercice 2011. Ces actifs de haute qualité, qui ont plus que triplé la taille du secteur hydroélectrique de Boralex, sont tous dotés de contrats de vente à long terme et possèdent une solide fiche de route en termes de rentabilité et de génération de flux monétaires. D'ailleurs, les marges de BAIIA de ces centrales s'apparentent à celles du secteur éolien. Leur contribution aura un effet stabilisateur sur la performance du secteur hydroélectrique, dont la proportion contractée de sa puissance installée vient de passer de 48 % à 85 %, et dont les résultats seront moins exposés à la fluctuation des devises canadienne et américaine. Capitalisant sur son expertise de 20 années dans ce domaine, Boralex vise à faire croître son secteur hydroélectrique à moyen terme, notamment en Colombie-Britannique et au Québec.

La direction de Boralex poursuit les études concernant les projets d'expansion à la centrale de Buckingham. A tout événement, la direction prévoit que des investissements de 14 M\$ seront nécessaires pour que la centrale se conforme à la loi sur la sécurité des barrages.

### SECTEUR THERMIQUE AUX RÉSIDUS DE BOIS

L'inclusion des deux centrales du Fonds a eu pour effet de faire passer la proportion contractée de la puissance installée de ce secteur de 18 % à 37 %. Cependant, la direction demeure prudente quant à ses perspectives à court et moyen terme compte tenu de l'environnement d'affaires difficile pour ce mode de production en raison, notamment, de la volatilité des prix de vente d'électricité et des RECs dans le nord-est des États-Unis, ainsi que des difficultés de l'industrie forestière au Québec qui affectent les centrales acquises du Fonds, en particulier celle de Dolbeau.

Cependant, la direction est davantage confiante quant aux perspectives de ce secteur à plus long terme. Dans le cadre du programme d'optimisation de sa performance complété en 2009, ce secteur a réussi à réduire ses risques, diminuer ses coûts, développer des sources de revenus récurrents, stabiliser son approvisionnement et se positionner de façon proactive pour tirer avantage de la législation américaine en matière de production d'énergie renouvelable. Quant au marché des RECs, malgré la situation économique actuelle, la direction de Boralex est d'avis qu'il présentera, jusqu'en 2020, un potentiel intéressant de revenus et de profits récurrents pour son secteur des résidus de bois.

En ce qui concerne les centrales canadiennes, bien que celle de Dolbeau se trouve actuellement dans une situation difficile, ce pourquoi la direction est actuellement à la recherche d'alternatives, la centrale de Senneterre a fait l'objet d'investissements visant à optimiser ses approvisionnements en matière première, ce qui devrait stabiliser sa performance.

### SECTEUR THERMIQUE AU GAZ NATUREL

Tel qu'on a pu l'observer au cours du premier trimestre de 2011, le regroupement de la centrale canadienne de 31 MW alimentée en gaz naturel acquise du Fonds avec la centrale française de 14 MW de Boralex favorisera la croissance des revenus et des profits de ce secteur à court terme. Cependant, le contrat de vente de la centrale de Kingsey Falls arrivera à échéance en 2012. Boralex évaluera les scénarios possibles en temps et lieu en fonction des besoins futurs d'Hydro-Québec. Pour les exercices 2011 et 2012, du moins, Boralex pourra bénéficier de la contribution importante et stable de cette unité de production, d'autant plus qu'elle vient de se doter de contrats de couverture de ses prix de vente de la vapeur et d'achat du gaz naturel jusqu'en novembre 2012. En ce qui a trait à la centrale de Boralex en France, quelles que soient les conditions du marché, cette unité de production constitue également une source relativement stable de profits et de flux monétaires pour Boralex, puisque les fluctuations de ses prix de vente sont contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première, comme on l'a vu au cours de deux derniers exercices.

### SECTEUR DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

Boralex œuvre actuellement à la construction d'un site de production d'énergie solaire dans le sud de la France. Les nouvelles infrastructures d'une puissance installée potentielle de 4,5 MW utiliseront la technologie des panneaux photovoltaïques et l'électricité sera vendue à EDF en vertu d'un contrat de 20 ans. La Société vise à mettre ces actifs en service vers le milieu de l'exercice 2011.

Boralex croit dans le potentiel de l'énergie solaire, en particulier en Europe où ce mode de production d'énergie renouvelable bénéficie de tarifs de vente avantageux. De plus, le développement des technologies solaires a pour effet depuis quelques années d'abaisser le coût de ces équipements et d'en améliorer le rendement. Boralex entend reproduire dans le secteur solaire le succès qu'elle connaît depuis 2002 dans le secteur éolien en France et possiblement au Canada. Entre autres, des projets totalisant 40 MW sont actuellement à l'étude en France.

### POURSUITE DE L'OBJECTIF DE 1 000 MW DE PUISSANCE ET NOUVELLE CIBLE DE DÉVELOPPEMENT

À la suite de l'acquisition du Fonds et de la mise en service de ses nouveaux actifs éoliens, Boralex regroupe aujourd'hui une puissance installée de 700 MW, dont une part de 73 % assortie de contrats de vente à long terme à prix indexés. Avec plus de 400 MW de projets actuellement en développement avec ses partenaires, l'objectif stratégique de Boralex de réunir 1 000 MW de puissance en opération et/ou contractée est ainsi presque atteint. Ainsi, Boralex s'est fixée un nouvel objectif de réunir une puissance assortie de contrats ou en exploitation de 1 500 MW d'ici 2015.

Ceci ne tient pas compte des démarches continues de la Société afin de réaliser des acquisitions. En particulier, la faiblesse économique mondiale actuelle fait en sorte que certains développeurs ou opérateurs d'actifs énergétiques mettent en vente une partie de leurs actifs afin de financer d'autres opérations. Boralex entend tabler sur ce genre d'opportunités pour acquérir des actifs énergétiques déjà opérationnels ou des projets se trouvant à diverses phases de développement, détenant déjà des contrats de vente d'électricité à long terme et un financement assorti, tant au Canada qu'en Europe, et particulièrement dans le secteur éolien, fer de lance de son expansion au cours de prochaines années.

---

**En résumé, comme elle l'a toujours fait, Boralex continuera de faire preuve de rigueur et de discipline dans ses projets d'investissement et dans la gestion de ses actifs en vue de maximiser et de sécuriser la génération de profits d'exploitation de ses centrales ainsi que sa marge brute d'autofinancement. Ce faisant, elle continuera également d'exploiter à bon escient les opportunités qui se présentent dans ses champs d'expertise, tout en demeurant à l'affût de nouvelles technologies.**

---

## RENSEIGNEMENTS SUR LE CAPITAL-ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Au 31 mars 2011, le capital-actions de Boralex consistait en 37 767 779 actions de catégorie A émises et en circulation (37 765 139 au 31 décembre 2010) et 2 450 914 débiteures convertibles (2 451 244 au 31 décembre 2010). En date du 31 mars 2011, le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 1 547 696, dont 879 077 pouvant être levées.

Entre le 31 mars 2011 et le 10 mai 2011, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions et aucune action n'a été rachetée dans le cours normal.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

### RISQUE DE MARCHÉ

En 2010, pour stabiliser le coût d'approvisionnement de gaz naturel, la Société a conclu un contrat de couverture pour couvrir les besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls du 1<sup>er</sup> novembre 2011 au 30 novembre 2012. Ce contrat couvre le prix de la molécule du gaz naturel et son transport. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 3,0 M\$ au 31 mars 2011.

En 2010, afin de stabiliser partiellement le prix de vente de la vapeur produite par la centrale de Kingsey Falls, la Société a conclu un contrat de couverture pour fixer, sur 50 % des besoins, l'index de prix de vente de la vapeur vendue à Cascades. Ce contrat couvre une période de deux ans, soit du 1<sup>er</sup> décembre 2010 au 30 novembre 2012. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 1,8 M\$ au 31 mars 2011.

Tous ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

### RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

En date du 31 mars 2011, environ 39 % 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, puisque la Société utilise des swaps de taux d'intérêt, son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt est réduite à seulement 5 % de la dette totale. Au 31 mars 2011, le solde notionnel de ces swaps était de 181,5 M\$ (131,7 M€) et leur juste valeur défavorable s'établissait à 4,7 M\$ (3,4 M€).

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'intérêt. Ainsi, le fait que la juste valeur soit défavorable n'est qu'une indication que les taux d'intérêt à terme ont subi une baisse et ne remet pas en question l'efficacité de l'instrument dans la stratégie de gestion du risque.

### 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. Boralex conserve généralement les liquidités dans le pays où elles ont été générées afin de poursuivre le développement de ces filiales dans leur pays d'origine. Par contre, 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. À cet égard, la Société a conclu au cours de l'exercice 2009, des contrats de vente à terme pour couvrir une partie des achats en dollars canadiens de sa centrale américaine de Fort Fairfield, et ce, jusqu'au 17 février 2011. Ces contrats sont venus à échéance durant le trimestre et la compagnie évalue actuellement la pertinence de renouveler de tels contrats de change.

Dans le cadre des projets de la Seigneurie de Beaupré pour lequel le fournisseur de turbines est également européen, la Société a conclu un contrat à terme qui lui permet de fixer un déboursé de 5,0 M€, prévu en 2011 pour l'achat de turbines, à environ 1,3848 dollar canadien par euro acheté. La comptabilité de couverture a été appliquée par la Société à ce contrat de change, de sorte que les gains et pertes découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de cet élément de couverture sont présentés dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* jusqu'à la date d'achat des immobilisations sous-jacentes. Le coût d'acquisition de ces dernières sera alors ajusté de ce montant.

Considérant que la Société n'est pas exposée de façon significative au risque de change dans ses activités d'exploitation régulière, sa gestion du risque de change est plutôt axée sur la protection des rendements de ses projets en développement. Lorsque des engagements fermes sont exécutés dans le cadre d'un projet et qu'ils nécessitent des déboursés futurs en devise étrangère, la Société se procure des instruments de couverture afin de réduire le risque de fluctuation de cette devise.

## OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Avant l'acquisition du Fonds en date du 15 septembre 2010, la Société, par le biais d'une de ses filiales à part entière, était liée à ce dernier en vertu d'ententes de gestion et d'administration à long terme. Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2010, ces ententes de gestion et d'administration ont généré 1,8 M\$, tandis que la part des résultats du Fonds a représenté une perte de 1,4 M\$. Finalement, au cours de la même période en 2010, Boralex a reçu des distributions du Fonds d'un montant de 1,7 M\$.

Jusqu'au 28 février 2011, une centrale de Boralex située en France vendait de la vapeur à une division française de Cascades, une société ayant une influence notable sur Boralex dont elle détient 35 % du capital-actions. Au cours du premier trimestre de

l'exercice 2011, les produits provenant de cette division de Cascades s'étaient élevés à 1,8 M\$ (2,6 M\$ en 2010). Le 1<sup>er</sup> mars 2011, cette division de Cascades a été vendue à une tierce partie non apparentée à Boralex, que la centrale de Boralex continue de desservir en vapeur.

La Société a également une entente de gestion avec une entité contrôlée par Bernard Lemaire, un de ses administrateurs et dirigeants, et sa famille. Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2011, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,2 M\$ (0,1 M\$ en 2010).

La centrale au gaz naturel située à Kingsey Falls a un contrat de vente de vapeur avec Cascades. Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2011, les produits provenant de Cascades se sont élevés à 4,6 M\$.

### **ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS**

Les engagements et éventualités sont discutés dans le rapport de gestion annuel de Boralex pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Dans le cadre de projets éoliens au Québec, la Société a conclu au courant des trois premiers mois de 2011 de nouveaux contrats d'achat d'immobilisations. Au 31 mars 2011, le coût total des nouveaux engagements nets est de 12,1 M\$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2011.

De plus, durant la période comprise entre les 1<sup>er</sup> avril et 21 avril 2011, la Société a conclu des transactions de swap de taux d'intérêts afin de fixer une proportion importante du taux de financement anticipé pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Le montant nominal total des transactions est de 200,0 M\$ et les taux se situe a environ 4,58 %.

### **FACTEURS DE RISQUE ET INCERTITUDES**

La Société n'a observé aucun changement important au regard des risques et incertitudes auxquels elle est soumise, lesquels sont décrits aux rubriques *Perspectives* et *Facteurs de risque et incertitudes* du rapport de gestion annuel de Boralex pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

### **UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE LIÉE À LA MESURE**

La préparation d'états financiers selon les normes internationales d'information financière (« IFRS ») 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. Celles-ci 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, actifs intangibles amortissables, non-amortissables et l'écart d'acquisition 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 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 à terme (*Forward*). 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 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'indice des prix à la consommation (« IPC ») prévisionnel pour les années subséquentes.

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 par exemple par des avancements technologiques qui rendraient 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.

Aux fins de la mise en œuvre de tests de dépréciation, les immobilisations corporelles, incorporelles et autres actifs à long terme sont affectées à des unités génératrices de trésorerie (« UGT ») qui reflètent le niveau auquel elles font l'objet d'un suivi pour des besoins de gestion interne. La valeur recouvrable d'une UGT est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer la valeur d'utilité, on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets financiers pour une période de trois ans établis à partir des plus récentes prévisions des produits et des coûts, approuvées par le conseil d'administration. Les projections de flux de trésorerie au-delà de trois exercices se fondent sur les prévisions de gestion interne et supposent un taux de croissance ne dépassant pas le produit intérieur brut des pays respectifs. Les projections de flux de trésorerie avant impôts sont actualisées par application d'un taux d'actualisation réel avant impôts ajustés pour tenir compte des risques économiques et politiques de l'emplacement précis qui ne sont pas reflétés dans les flux de trésorerie sous-jacents propres à chaque UGT. On suppose des taux de croissance en perpétuité pour la plupart des UGT compte tenu du fait que la majeure partie des produits sont des produits de base (c'est-à-dire que l'on suppose que la croissance du volume sera annulée par une baisse réelle des prix). Les dépenses en investissement d'entretien permanent ont été estimées en fonction de l'amortissement. Les hypothèses utilisées dans le calcul de la valeur d'utilité tiennent compte du contexte économique actuel, ce qui donne lieu à des estimations plus prudentes de la valeur future.

Les flux de trésorerie futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Ils sont considérablement touchés par divers facteurs comme les estimations relatives au marché et à la production, ainsi que des facteurs économiques comme les prix, les taux d'actualisation, les taux de change, les estimations des coûts de production et les dépenses en immobilisations futures.

#### **MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES**

La norme IFRS 9, « Instruments financiers », a été publiée en novembre 2009. Elle traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers, et remplace les modèles à catégories multiples d'évaluation de la norme IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », par un nouveau modèle d'évaluation ayant seulement deux catégories : coût amorti et juste valeur par le biais du résultat net.

Pour un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction, la Société peut faire le choix selon IFRS 9, lors de la comptabilisation initiale, de présenter dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* les variations futures de la juste valeur. Les dividendes relativement à ce placement, dans la mesure où ils ne représentent pas clairement un rendement de l'investissement, sont comptabilisés au résultat et les autres profits et pertes (y compris les pertes de valeur) associés à ces instruments demeurent dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

En octobre 2010, l'IASB a modifié cette norme afin de fournir des indications sur le classement et l'évaluation des passifs financiers. Les Sociétés qui choisissent d'évaluer leurs dettes à la juste valeur, devront comptabiliser les variations de juste valeur liées aux variations de leur propre risque de crédit, dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* plutôt qu'au compte de résultat.

Cette norme doit être appliquée pour les périodes comptables ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société n'a pas encore évalué l'incidence de la norme, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

#### **NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)**

Pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les sociétés ouvertes canadiennes sont tenues de dresser leurs états financiers conformément aux IFRS. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel similaire à celui des PCGR du Canada, il existe des différences importantes dans les conventions comptables qui doivent être évaluées. Les IFRS exigent également plus d'information financière que les PCGR du Canada. Les états financiers consolidés intermédiaires inclut dans le présent rapport de gestion sont conformes aux IFRS et présentent des données comparatives de 2010 ainsi que l'impact à la date de transition. Il n'y a eu aucun changement significatif par rapport à la divulgation faite dans le précédent rapport de gestion annuel à l'exception de la finalisation de l'allocation du prix d'achat du Fonds.

#### **CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES**

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, des contrôles et procédures de communication de l'information financière ont été conçus pour fournir une assurance raisonnable que l'information qui doit être présentée dans les documents intermédiaires et annuels de Boralex est rassemblée et communiquée en temps opportun à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction financière, afin de permettre une prise de décisions appropriées concernant la communication de cette information. De même, un processus de contrôles internes à l'égard de l'information financière a également été conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière présentée est fiable et que les états financiers ont été établis en conformité aux IFRS.

Le chef de la direction et le chef de la direction financière ont évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière de Boralex en date du 31 décembre 2010, ainsi que l'efficacité du processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière de Boralex à cette même date et ont conclu qu'ils étaient adéquats et efficaces.



Au cours du premier trimestre terminé le 31 mars 2011, il n'y a eu aucune modification du processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière ni des contrôles et procédures de communication de l'information financière ayant une incidence importante ou raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur les contrôles internes et procédures. Toutefois, des contrôles spécifiques ont été mis en place pour la transition aux IFRS et ces contrôles seront maintenus tout au long de l'année de transition.

**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 Boralex ([www.boralex.com](http://www.boralex.com)) et sur le site Internet de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)). Le lecteur peut également consulter l'information sur le Fonds, incluant ses rapports antérieurs, sa notice annuelle, ses rapports intermédiaires et ses communiqués de presse, qui sont aussi disponibles sur SEDAR.

# Bilans consolidés

(en milliers de dollars) (non audités)	Note	<b>AU 31 MARS 2011</b>	AU 31 DÉCEMBRE 2010	AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2010
<b>ACTIF</b>				
<b>ACTIF À COURT TERME</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie		131 268	92 650	37 821
Encaisse affectée		6 512	15 924	–
Comptes débiteurs		51 053	60 420	39 632
Actif financier disponible à la vente		3 832	23 251	–
Impôts futurs		–	512	422
Stocks		7 980	9 179	8 726
Frais payés d'avance		4 475	2 516	2 537
Juste valeur des instruments financiers dérivés	8	–	769	–
		<b>205 120</b>	<b>205 221</b>	<b>89 138</b>
Placement		–	–	45 729
Immobilisations corporelles		735 106	738 884	412 707
Contrats de vente d'énergie		104 066	103 994	49 023
Droits d'eau		112 274	113 015	4 146
Autres actifs à long terme	5	43 440	46 842	52 475
Écart d'acquisition	4	38 063	38 063	–
		<b>1 238 069</b>	<b>1 246 019</b>	<b>653 218</b>
<b>PASSIF</b>				
<b>PASSIF À COURT TERME</b>				
Emprunts et avances bancaires		–	195	12 291
Comptes créditeurs et charges à payer		38 331	59 558	31 798
Impôts sur le bénéfice à payer		3 934	3 209	283
Juste valeur des instruments financiers dérivés	8	30	183	–
Partie à court terme de la dette à long terme	6	46 676	34 033	24 273
		<b>88 971</b>	<b>97 178</b>	<b>68 645</b>
Dette à long terme	6	472 040	479 546	206 116
Débtentures convertibles	7	221 429	220 824	–
Provision pour étalement des loyers		2 997	2 981	–
Impôts futurs		67 603	66 967	33 603
Juste valeur des instruments financiers dérivés	8	9 448	10 834	7 645
		<b>862 488</b>	<b>878 330</b>	<b>316 009</b>
<b>CAPITAUX PROPRES DES ACTIONNAIRES</b>				
Capital-actions		222 870	222 853	222 694
Composante équité des débtentures convertibles		14 488	14 488	–
Surplus d'apport		5 189	5 028	4 290
Bénéfices non répartis		149 311	142 300	105 538
Cumul des autres éléments du résultat étendu	9	(25 231)	(25 874)	(2 344)
		<b>366 627</b>	<b>358 795</b>	<b>330 178</b>
Part des actionnaires sans contrôle		8 954	8 894	7 031
<b>Capitaux propres totaux</b>		<b>375 581</b>	<b>367 689</b>	<b>337 209</b>
		<b>1 238 069</b>	<b>1 246 019</b>	<b>653 218</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# Résultats consolidés

POUR LES TRIMESTRES CLOS  
LES 31 MARS

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

	Note	2011	2010
<b>REVENUS</b>			
Produits de la vente d'énergie		82 028	51 004
Revenus de gestion du Fonds		–	1 755
Autres revenus		152	300
		<b>82 180</b>	<b>53 059</b>
<b>CHARGES ET AUTRES</b>			
Charges d'opération	10	39 215	27 019
Administration	10	4 293	3 706
Développement		884	1 613
Gestion et exploitation du Fonds		–	1 505
Amortissement		15 780	7 667
Gain sur vente d'actifs	12	(2 377)	(774)
		<b>57 795</b>	<b>40 736</b>
		<b>BÉNÉFICE D'EXPLOITATION</b>	<b>12 323</b>
Frais de financement	11	11 983	5 763
Perte de change		1 519	454
Perte nette (gain net) sur instruments financiers		316	(560)
		<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE, PART DES RÉSULTATS DU FONDS ET PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE</b>	<b>6 666</b>
Charge d'impôts sur le bénéfice		3 500	2 985
		<b>BÉNÉFICE AVANT LA PART DES RÉSULTATS DU FONDS ET LA PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE</b>	<b>3 681</b>
Part des résultats du Fonds		–	(1 425)
Part des actionnaires sans contrôle		(56)	(280)
		<b>BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES</b>	<b>1 976</b>
Bénéfice net par action (de base)	17	0,19 \$	0,05 \$
Bénéfice net par action (dilué)	17	0,18 \$	0,05 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)		37 766 491	37 740 921
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (dilué)		57 487 945	37 910 184

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# Résultats étendus consolidés

(en milliers de dollars) (non audités)	Note	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
		LES 31 MARS	
		<b>2011</b>	2010
<b>Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période</b>		<b>7 067</b>	2 256
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	9		
<b>ÉCARTS DE CONVERSION</b>			
Gain (perte) de change latent(e) sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		1 074	(9 303)
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		-	(478)
Impôts		-	6
<b>COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(776)	(5 595)
Éléments de couverture réalisés et portés au bénéfice net		629	(1 219)
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		120	1 146
Impôts		(427)	777
<b>PERTE SUR ACTIF FINANCIER DISPONIBLE À LA VENTE</b>			
Gain latent sur actif financier disponible à la vente		27	-
		<b>647</b>	(14 666)
<b>Résultats étendus incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période</b>		<b>7 714</b>	(12 410)
<b>Moins : Résultats des actionnaires sans contrôle de la période</b>		<b>(60)</b>	(268)
<b>Résultats étendus attribuables aux actionnaires de la période</b>		<b>7 654</b>	(12 678)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# États consolidés des variations des capitaux propres

POUR LE TRIMESTRE CLOS  
LE 31 MARS 2011

(en milliers de dollars) (non audités)	Attribuable aux actionnaires						Part des actionnaires sans contrôle	Capitaux propres totaux
	Capital-actions	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Bénéfices non répartis	Résultat �tendu	Total		
<b>Solde à l'ouverture de la période</b>	<b>222 853</b>	<b>14 488</b>	<b>5 028</b>	<b>142 300</b>	<b>(25 874)</b>	<b>358 795</b>	<b>8 894</b>	<b>367 689</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL :</b>								
Bénéfice net pour la période	-	-	-	7 011	-	7 011	56	7 067
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	-	643	643	4	647
Conversion de débentures convertibles	17	-	-	-	-	17	-	17
Charge relative aux options d'achat d'actions	-	-	161	-	-	161	-	161
<b>Solde à la clôture de la période</b>	<b>222 870</b>	<b>14 488</b>	<b>5 189</b>	<b>149 311</b>	<b>(25 231)</b>	<b>366 627</b>	<b>8 954</b>	<b>375 581</b>

Voir les notes afférentes aux  tats financiers consolidés.

POUR LE TRIMESTRE CLOS  
LE 31 MARS 2010

(en milliers de dollars) (non audités)	Attribuable aux actionnaires					Part des actionnaires sans contrôle	Capitaux propres totaux
	Capital-actions	Surplus d'apport	Bénéfices non répartis	Résultat �tendu	Total		
<b>Solde à l'ouverture de la période</b>	<b>222 694</b>	<b>4 290</b>	<b>105 538</b>	<b>(2 344)</b>	<b>330 178</b>	<b>7 031</b>	<b>337 209</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL :</b>							
Bénéfice net pour la période	-	-	1 976	-	1 976	280	2 256
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	(14 654)	(14 654)	(12)	(14 666)
Charge relative aux options d'achat d'actions	-	198	-	-	198	-	198
<b>Solde à la clôture de la période</b>	<b>222 694</b>	<b>4 488</b>	<b>107 514</b>	<b>(16 998)</b>	<b>317 698</b>	<b>7 299</b>	<b>324 997</b>

Voir les notes afférentes aux  tats financiers consolidés.

## Flux de trésorerie consolidés

POUR LES TRIMESTRES CLOS

LES 31 MARS

(en milliers de dollars) (non audités)

Note

**2011****2010****ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

Bénéfice net attribuable aux actionnaires		7 011	1 976
Distributions reçues du Fonds		-	1 721
Frais de financement		11 983	5 763
Intérêts payés		(12 404)	(6 139)
Charge d'impôts sur le bénéfice		3 500	2 985
Impôts payés		(1 441)	(181)
Ajustements :			
Perte de change non réalisée sur avances inter compagnies		1 090	-
Perte nette (gain net) sur instruments financiers		316	(560)
Part des résultats du Fonds		-	1 425
Amortissement		15 780	7 667
Gain sur vente d'actifs	12	(2 377)	(774)
Autres		601	637
		<b>24 059</b>	<b>14 520</b>
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement		<b>16 199</b>	<b>8 198</b>
		<b>40 258</b>	<b>22 718</b>

**ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT**

Nouvelles immobilisations corporelles		(10 638)	(20 708)
Variation de l'encaisse affectée		9 412	(94 287)
Produit de la vente d'une filiale		-	878
Variation des fonds de réserve		(4)	857
Projets en développement		(593)	(45)
Autres		43	958
		<b>(1 780)</b>	<b>(112 347)</b>

**ACTIVITÉS DE FINANCEMENT**

Diminution des emprunts et avances bancaires		(201)	(4 427)
Augmentation nette de la dette à long terme		11 737	188 549
Versements sur la dette à long terme		(12 062)	(59 417)
		<b>(526)</b>	<b>124 705</b>

**ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE**

		666	(6 509)
<b>VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>		<b>38 618</b>	<b>28 567</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE</b>		<b>92 650</b>	<b>37 821</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA FIN DE LA PÉRIODE</b>		<b>131 268</b>	<b>66 388</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 31 mars 2011

(Les chiffres des tableaux sont en milliers de dollars, sauf indication contraire.) (non audités)

## Note 1.

### NATURE DES ACTIVITÉS

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est engagée principalement dans le secteur privé de la production d'énergie. Elle détient des participations dans 21 sites éoliens, 15 centrales hydroélectriques, huit centrales thermiques alimentées en résidus de bois et deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel totalisant une puissance de 700 mégawatts (« MW »\*). La Société assure également l'exploitation de deux centrales hydroélectriques pour le compte d'une entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société. Boralex est situé au Québec, Canada, domicilié au 36, rue Lajeunesse, Kingsey Falls, Québec, Canada et dont les actions sont cotées à la bourse de Toronto («TSX»).

Le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers consolidés non audités intermédiaires le 10 mai 2011.

(\* Les données relatives aux MW et MWh n'ont pas fait l'objet d'une révision par l'auditeur.)

### BASE DE PRÉSENTATION ET ADOPTION DES IFRS

Les états financiers consolidés étaient dressés auparavant selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »). Pour les périodes ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les PCGR du Canada pour les entités ayant une obligation d'information du public ont été revus afin de les rendre conformes aux normes internationales d'information financière (« IFRS »), publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »), y compris les normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations du Comité d'interprétation des normes internationales d'information financière (« IFRIC »).

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ont été dressés selon les IFRS applicables à la préparation d'états financiers intermédiaires, notamment l'IAS 34, « Informations financières intermédiaires », et l'IFRS 1, « Première application des normes internationales d'information financière ». Conformément à certains choix faits en raison de la transition, présentés à la note 18, la Société a appliqué de façon uniforme les mêmes méthodes comptables dans son bilan d'ouverture en IFRS au 1<sup>er</sup> janvier 2010 et pour toutes les périodes présentées, comme si ces méthodes avaient toujours été appliquées. La note 18 explique l'incidence de la transition aux IFRS sur la situation financière, la performance financière et les flux de trésorerie présentés de la Société, dont la nature et l'effet des changements importants dans les méthodes comptables utilisées dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Les méthodes appliquées dans les présents états financiers consolidés intermédiaires sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 10 mai 2011, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers. Tous les changements ultérieurs apportés aux IFRS qui ont un effet sur les états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 pourraient se traduire par un retraitement des présents états financiers consolidés intermédiaires, y compris les ajustements de transition comptabilisés suite au basculement vers les IFRS.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus avec les états financiers annuels selon les PCGR du Canada de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

### PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

#### PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, qui englobent:

##### a) Filiales

Les filiales sont toutes des entités (y compris les entités ad hoc) sur lesquelles la Société à le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles, pouvoir qui s'accompagne normalement de la possession d'actions conférant plus de la moitié des droits de vote. L'existence ou l'incidence des droits de vote potentiels que la Société est actuellement en mesure d'exercer ou de convertir est prise en compte pour évaluer si la Société contrôle une autre entité. Les filiales sont entièrement consolidées dès la date de la prise de contrôle, et elles sont déconsolidées à la date où le contrôle cesse.

## Note 1. Nature des activités et principales conventions comptables (suite)

### (b) Entreprises associées

Les entreprises associées sont toutes les entités sur lesquelles la Société détient une influence notable, sans pouvoir de contrôle, avec en général une participation de 20 % à 50 % des droits de vote. Les participations dans des entreprises associées sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et sont initialement constatées au coût. La participation de la Société dans des entreprises associées comprend l'écart d'acquisition établi lors de l'acquisition, moins le cumul des pertes de valeur. La quote-part de la Société dans les résultats postérieurs à l'acquisition de ses entreprises associées est comptabilisée en résultat, et sa quote-part des mouvements postérieurs à l'acquisition dans les réserves est comptabilisée dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*. Les mouvements cumulatifs postérieurs à l'acquisition sont rajustés en regard de la valeur comptable de la participation. Lorsque la quote-part des pertes de la Société dans une entreprise associée équivaut à sa participation dans l'entreprise associée, ou la dépasse, y compris toutes les autres créances non garanties, la Société ne comptabilise pas d'autres pertes, à moins qu'elle n'ait contracté des obligations ou fait des paiements pour le compte de l'entreprise associée.

Les profits latents sur des transactions entre la Société et ses entreprises associées sont éliminés à hauteur de la participation de la Société dans les entreprises associées. Les pertes latentes sont également éliminées à moins que la transaction démontre que l'actif transféré a subi une perte de valeur. Les méthodes comptables des entreprises associées ont été modifiées au besoin pour assurer l'uniformité avec les méthodes adoptées par la Société. Les profits et pertes de dilution survenant dans des entreprises associées sont comptabilisés en résultat.

### (c) Transactions et participations ne donnant pas le contrôle

Les cessions de participations sans contrôle qui n'entraînent pas de perte de contrôle pour une société sont traitées comme des transactions sur capitaux propres. Lorsque la Société perd le contrôle, la cession de participations ne donnant pas le contrôle qui donne lieu à des profits ou pertes pour la Société est comptabilisé en résultat. Les acquisitions additionnelles de participations ne donnant pas le contrôle peuvent être comptabilisées à l'écart d'acquisition, soit la différence entre toute contrepartie versée et la part pertinente acquise de la valeur comptable de l'actif net de la filiale.

## REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

La contrepartie transférée par la Société en échange du contrôle d'une filiale est calculée comme étant la somme des justes valeurs des actifs transférés, des dettes contractées et des capitaux propres émis par la Société, ce qui comprend la juste valeur de tout actif ou passif résultant d'un accord de contrepartie éventuel. Les coûts d'acquisition sont comptabilisés à mesure qu'ils sont engagés.

La Société comptabilise les actifs acquis et les passifs assumés identifiables lors d'un regroupement d'entreprises, qu'ils aient été comptabilisés antérieurement ou non dans les états financiers de l'entreprise acquise avant l'acquisition. Les actifs acquis et les passifs assumés sont généralement évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

L'écart d'acquisition est établi après la comptabilisation séparée des actifs acquis identifiables. Il est calculé comme étant l'excédent du total de la contrepartie transférée, à la juste valeur, du montant de toute part des actionnaires sans contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur à la date d'acquisition de la participation détenue dans l'entreprise acquise moins la juste valeur à la date d'acquisition des actifs nets identifiables. Si la juste valeur des actifs nets identifiables dépasse le total des montants calculés ci-dessus, l'excédent (profit sur une acquisition à des conditions avantageuses) est comptabilisé en résultat immédiatement.

## CONVERSION DE MONNAIES ÉTRANGÈRES

Les éléments inclus dans les états financiers de chacune des entités de la Société sont évalués dans la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités (la « monnaie fonctionnelle »). Les états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de Boralex Inc.

### Établissements à l'étranger

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits et charges sont convertis au taux de change moyen pour l'exercice. Les profits ou pertes de change sont reportés et inscrits dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

Lorsqu'une entité cède la totalité de sa participation dans un établissement étranger, ou qui en perd le contrôle, le contrôle conjoint ou l'influence notable, les gains ou les pertes de change cumulés dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* sont comptabilisés sous *Pertes de change*. Si une entité cède une quote-part de sa participation dans un établissement étranger qui demeure une filiale, un montant proportionnel des gains de change au titre des pertes cumulées dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* se rattachant à la filiale est réattribué entre les parts des actionnaires, qu'elles donnent ou non le contrôle.



## Note 1. Nature des activités et principales conventions comptables (suite)

### Transactions en monnaies étrangères

Les transactions en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle à l'aide des cours de change en vigueur aux dates de transaction. Les profits et les pertes de change découlant du règlement de ces transactions et de la conversion des actifs et passifs monétaires non libellés dans la monnaie fonctionnelle sont comptabilisés en résultat, à la rubrique *Perte de change*, à l'exception de ceux sur les couvertures de flux de trésorerie admissibles, qui sont reportés dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* aux capitaux propres.

### INSTRUMENTS FINANCIERS ET RELATIONS DE COUVERTURE

#### Classement des instruments financiers

La Société classe ses actifs et ses passifs financiers dans les catégories suivantes : actifs et passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, prêts et créances, actifs financiers disponibles à la vente et autres passifs. Le classement prend également en considération le but dans lequel les actifs et passifs financiers ont été acquis. La direction établit le classement de ses actifs et passifs financiers à la comptabilisation initiale.

#### a) Actifs et passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net

Les actifs et les passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net sont des actifs et des passifs financiers détenus à des fins de transaction. Un actif ou un passif financier est classé dans cette catégorie s'il a été acquis principalement en vue d'être vendu à court terme. Les instruments dérivés sont également classés comme étant détenus à des fins de transaction, à moins qu'ils ne soient désignés comme couvertures. Les actifs ou les passifs de cette catégorie sont classés au titre de l'actif à court terme et du passif à court terme. L'instrument financier est comptabilisé à la juste valeur marchande selon les cours du marché. Les intérêts gagnés, les gains et pertes réalisés à la cession ainsi que les gains et pertes latents découlant de la variation de la juste valeur sont inscrits dans les résultats consolidés. Les coûts de transaction sont passés en charges.

#### b) Prêts et créances

Les prêts et créances sont des actifs financiers non dérivés à paiement déterminés ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ils sont inclus dans l'actif à court terme, à l'exception de ceux échéant plus de douze mois après la fin de la période de présentation. Ils sont classés au titre de l'actif à long terme. Les prêts et créances sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

#### c) Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont des instruments non dérivés qui sont classés soit dans la présente catégorie soit dans aucune des autres catégories. Ils sont inclus dans l'actif à long terme à moins que le placement arrive à échéance ou la direction entend s'en défaire dans les douze mois avant la fin de la période de présentation. Ils sont initialement évalués à la juste valeur majorée des coûts de transaction pour ensuite être comptabilisés à la juste valeur, les variations étant présentées dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*. À la suite d'une vente ou d'une dépréciation, les variations de la juste valeur cumulée inscrites dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* sont comptabilisées en résultat.

#### d) Autres passifs

Les autres passifs sont comptabilisés initialement à la juste valeur. Les coûts de transaction sont inclus dans la valeur comptable initiale du passif financier. Les autres passifs sont comptabilisés au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

#### Dépréciation d'actifs financiers

À la fin de chaque période de présentation, la Société détermine s'il existe des indications objectives d'une perte de valeur. La dépréciation est évaluée comme étant l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur et est comptabilisée en résultat.

#### Instruments financiers dérivés et activités de couverture

Les instruments dérivés sont initialement évalués à la juste valeur à la date de la conclusion d'un contrat dérivé puis comptabilisés à nouveau à leur juste valeur. La comptabilisation de l'éventuel gain ou perte varie selon que le dérivé est désigné comme un instrument de couverture ou non, et, le cas échéant, la nature de l'élément couvert. La Société désigne certains instruments dérivés comme un instrument de couverture d'un risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une opération prévue qui se réalisera fort probablement (couverture de flux de trésorerie).

La Société consigne, au début de la transaction, la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, ainsi que ses objectifs de gestion des risques et de sa stratégie des différentes opérations de couverture. La Société consigne également, au début de la couverture et de façon continue par la suite, son évaluation qui vise à déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont hautement efficaces dans la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie attribuables à l'élément couvert.

## Note 1. Nature des activités et principales conventions comptables (suite)

Le montant total de la juste valeur d'un instrument financier dérivé est classé comme un actif ou un passif à long terme lorsque la durée de vie résiduelle de l'élément couvert est de plus de douze mois, et comme un actif ou un passif à court terme lorsque la durée de vie résiduelle est de moins de douze mois. Les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction sont classés comme un actif ou un passif à court terme.

### Couverture de flux de trésorerie

La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés qui sont désignés comme des couvertures de flux de trésorerie est comptabilisée au poste *Cumul des autres éléments du résultat étendu*. La partie inefficace du gain ou de la perte est comptabilisée immédiatement en résultat, au poste *Perte nette (gain net) sur instruments financiers*.

Les montants cumulés en capitaux propres sont reclassés en résultat net dans les périodes où l'élément couvert influe sur le résultat net (par exemple, lorsqu'une vente prévue couverte se réalise). La partie efficace du gain ou de la perte des swaps de taux d'intérêt qui couvrent les emprunts à taux variable est comptabilisée en résultat, au poste *Frais de financement*. La partie inefficace du gain ou de la perte est comptabilisée en résultat, au poste *Perte nette (gain net) sur instruments financiers*. Cependant, si la couverture d'une transaction prévue couverte mène à la comptabilisation d'un actif non financier (par exemple, les stocks ou les immobilisations corporelles), les gains et les pertes déjà reportés dans les capitaux propres sont sortis des capitaux propres et inclus dans le coût initial de l'actif. Les montants reportés sont comptabilisés au titre des *Charges d'opération* pour les stocks, et de la dépréciation pour les immobilisations corporelles.

Lorsqu'un instrument de couverture arrive à maturité ou est vendu, que la couverture ne satisfait plus aux critères de comptabilité de couverture, le gain ou la perte cumulé dans les capitaux propres à ce moment-là doit être maintenu en capitaux propres et est comptabilisé lorsque la transaction prévue est comptabilisée en résultat. Si la transaction prévue ne se réalise pas, le gain ou la perte cumulé comptabilisé en capitaux propres est immédiatement sorti des capitaux propres et reclassé en résultat, au poste *Perte nette (gain net) sur instruments financiers*.

## CONSTATATION DES PRODUITS

La Société constate ses produits selon les conventions suivantes :

### Produits de la vente d'énergie

La Société comptabilise ses produits, lesquels sont constitués de ventes de produits, lorsqu'il y a une preuve évidente qu'une entente est intervenue, que les produits ont été livrés, que les risques et avantages importants inhérents à la propriété sont transférés, que le montant de la vente est établi ou déterminable et que le recouvrement est considéré comme probable.

### Revenus de gestion

Les revenus de gestion du Fonds (jusqu'au 15 septembre 2010) et les autres revenus sont constatés lorsque le service est rendu et que le recouvrement est considéré comme probable.

### Certificats d'énergie renouvelables (« 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.

### Crédits d'impôts pour énergie renouvelable

Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable qui sont attribués sur la base des dépenses d'exploitation engagées sont comptabilisés en réduction des coûts d'exploitation au cours de 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.

## 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 de 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.

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 les fonds de réserve sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le montant le moins élevé.

Note 1. Nature des activités et principales conventions comptables (suite)

#### COMPTES DÉBITEURS

Les comptes débiteurs sont les montants à recevoir des clients à la suite d'un service fourni ou d'une vente de biens dans le cours normal des affaires. Ils sont classés au titre de l'actif à court terme si les sommes sont à payer d'ici au plus un an. Les comptes débiteurs sont comptabilisés initialement à la juste valeur puis évalués au coût amorti, moins les provisions pour créances douteuses.

#### STOCKS

Les stocks se composent principalement de résidus de bois et sont évalués au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Le coût est déterminé selon la méthode du coût moyen. La valeur de réalisation nette correspond aux coûts de remplacement dans le cours ordinaire des affaires.

#### IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles, constituées principalement de centrales de production d'énergie, sont inscrites au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, 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

Les sites éoliens sont amortis par composante selon la méthode linéaire sur une durée entre 10 et 20 ans.

##### Centrales hydroélectriques

Les centrales sont amorties par composante selon la méthode linéaire sur une durée entre 20 et 40 ans.

##### Centrales thermiques alimentées en résidus de bois

Les centrales sont amorties par composante selon la méthode linéaire sur une durée entre 5 et 33 ans.

##### Centrales thermiques alimentées au gaz naturel

La centrale en France est amortie par composante selon la méthode linéaire sur une durée entre 10 et 20 ans et la centrale au Québec est amortie par composante selon la méthode linéaire jusqu'en 2012.

#### CONTRATS DE VENTE D'ÉNERGIE

Les coûts attribuables à l'acquisition de contrats de vente d'électricité sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée des contrats tenant compte d'une période de renouvellement, si applicable, soit de 2017 à 2044.

#### DROITS D'EAU

Les droits d'eau pour toutes les centrales hydroélectriques sauf Buckingham, puisque cet actif a une durée de vie indéfinie, sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée des contrats tenant compte d'une période de renouvellement, soit de 2035 à 2040.

#### AUTRES ACTIFS À LONG TERME

##### Investissements nets dans des contrats de location-financement

La Société a conclu des transactions de location-financement de broyeurs 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 à long terme*. Les remboursements sont effectués selon un tarif unitaire appliqué à la quantité de matière première livrée 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 réduits des *Frais de financement* à l'état des résultats, à titre d'intérêts créditeurs.

##### 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.

##### 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 ou de l'extension d'une centrale existante, période 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.

## Note 1. Nature des activités et principales conventions comptables (suite)

### Quotas de CO<sub>2</sub>

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 était 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.

### DÉPRÉCIATION DE LA VALEUR DES ACTIFS À LONG TERME

Les pertes de valeur sont comptabilisées lorsque les valeurs recouvrables des actifs sont moindres que leur valeur comptable. La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur d'un actif diminuée des coûts de la vente et sa valeur d'utilité. La Société suit l'évolution des pertes de valeur lorsque des événements ou des changements de situation indiquent une reprise possible de ces pertes de valeur.

### Actifs non financiers

La valeur comptable des actifs non financiers à durée d'utilité déterminée, tels que les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles à durée de vie limitée, font l'objet d'un test de dépréciation lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Aux fins du test de dépréciation, les actifs sont regroupés au niveau le plus bas de génération de flux de trésorerie identifiables (unités génératrices de trésorerie («UGT»)).

### Écart d'acquisition et actifs à durée de vie indéfinie

L'écart d'acquisition, représentant l'excédent du coût des entreprises acquises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge, n'est pas amorti. Les actifs à durée de vie indéfinie représentent les droits d'eau de la centrale de Buckingham. L'écart d'acquisition et les actifs à durée de vie indéfinie font l'objet d'une révision annuelle au 31 octobre de chaque année afin de déterminer si une baisse de valeur est survenue. Une révision est aussi effectuée lorsqu'un événement ou des circonstances indiquent une baisse de valeur potentielle. Les baisses de valeur sont portées aux résultats lorsqu'elles sont déterminées.

### Valeur recouvrable

La valeur recouvrable est la plus élevée de la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Pour évaluer la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimés sont actualisés à leur valeur actuelle en utilisant un taux d'actualisation qui reflète l'évolution de la valeur temporelle de l'argent et les risques spécifiques à l'actif ou l'UGT. Lors de la détermination de la juste valeur diminuée des coûts de la vente, la Société estime s'il y a un prix de marché pour l'actif en cours d'évolution. Sinon, la Société utilise la méthode du revenu. La méthode du revenu est fondée sur la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs qu'un actif ou qu'une UGT générera à l'avenir. La méthode d'actualisation des flux de trésorerie consiste à établir des projections de flux de trésorerie et les convertir en une valeur actualisée en utilisant des facteurs d'actualisation.

### CONTRATS DE LOCATION

Les contrats de location dans lesquels une partie importante des risques et des avantages inhérents à la propriété sont laissés au bailleur doivent être comptabilisés comme un contrat de location-exploitation. Les paiements au titre de la location-exploitation (déduction faite des incitatifs reçus du bailleur) sont passés en charges selon la méthode linéaire pendant toute la durée du contrat de location.

La Société conclut des contrats de location pour certaines de ses immobilisations corporelles. Les contrats de location pour les immobilisations corporelles dans lesquels la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété sont laissés à la Société sont classés comme des contrats de location-financement. Les contrats de location-financement sont capitalisés au début de la période de location au plus faible de la juste valeur de l'immobilisation louée et la valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location. Chaque paiement au titre de la location est ventilé entre le passif et les charges financières de manière à obtenir un taux constant pour le solde impayé. Les obligations locatives à cet effet, déduction faite des charges financières, sont présentées sous *Provision pour étalement des loyers*. La composante intérêts des charges financières est comptabilisée en résultat sur la période de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif de chaque période. Les immobilisations corporelles acquises en vertu de contrats de location-financement sont amorties sur la durée du contrat de location et sa durée d'utilité selon la durée la plus courte.

Note 1. Nature des activités et principales conventions comptables (suite)

#### **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 les impôts futurs à la date du bilan. Les actifs d'impôts qui proviennent des pertes reportées et des écarts temporaires sont constatés lorsqu'il est plus probable qu'improbable que l'actif sera réalisé.

#### **INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES, RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS, COÛTS D'ÉMISSION DES ACTIONS ET AUTRES PAIEMENTS À BASE D' ACTIONS**

##### **Instruments de capitaux propres**

Un instrument de capitaux propres est un contrat mettant en évidence un intérêt résiduel dans l'actif net d'une entité. Un instrument financier qui peut être réglé en instruments de capitaux propres de la Société et qui :

- n'a aucune obligation contractuelle de remettre de la trésorerie ou un autre actif financier ou d'échanger des actifs ou des passifs financiers à des conditions défavorables; et
- est un instrument non dérivé n'ayant aucune obligation contractuelle de remettre un nombre variable d'actions ou est un instrument dérivé qui est réglé seulement par la Société par l'échange d'un montant déterminé de trésorerie ou d'un autre actif financier contre un nombre déterminé d'instruments de capitaux propres de l'entité elle-même.

##### **Rémunération à base d'actions**

La Société utilise la juste valeur pour comptabiliser les options sur actions consenties à la haute direction. Cette méthode permet de passer en charges un montant en fonction des conditions d'exercice des options consenties. La juste valeur est déterminée au moyen du modèle d'évaluation d'options de Black et Scholes, qui a été conçu pour évaluer la juste valeur des options négociées en Bourse qui n'ont aucune restriction relative à l'acquisition des droits et qui sont entièrement transférables. Certaines options en cours ont des restrictions, mais, selon la Société, le modèle de Black et Scholes constitue un moyen approprié pour évaluer la juste valeur dans ces situations. La contrepartie versée par les employés à l'exercice des options sur actions est créditée au titre du *Capital-actions*.

Les charges liées aux options sur actions sont comptabilisées sous *Administration*, et la valeur cumulée des options en cours non exercées est incluse sous *Surplus d'apport*.

##### **Coûts d'émission des actions**

Les coûts différentiels directement attribuables à l'émission de nouvelles actions figurent en déduction, moins les taxes applicables, du produit. Le coût d'émission d'actions différentiel est un coût qui ne serait pas survenu si les actions n'avaient pas été émises.

#### **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 et selon la méthode de conversion hypothétique pour les débentures convertibles. Selon ces méthodes, 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.

#### **PROVISIONS POUR ÉVENTUALITÉS ET CHARGES**

Une provision est comptabilisée au bilan si la Société a une obligation juridique ou implicite d'effectuer un paiement au titre d'événements passés, et qu'il est probable que le règlement de cette obligation exige un paiement financier ou entraîne une perte financière, et qu'une estimation fiable peut être effectuée du montant de l'obligation. Si une dépense nécessaire au règlement d'une provision est prévue être remboursée par un tiers, le remboursement est comptabilisé au bilan en tant qu'actif distinct, si et seulement si le remboursement est quasiment certain d'être reçu.

## Note 1. Nature des activités et principales conventions comptables (suite)

### Restauration, mise hors service et coûts environnementaux

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'obligation contractuelle liée 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 reliés 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 140 000 \$ par éolienne. Le plan d'affaires 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 cession d'un site, et que la Société n'est pas en mesure d'estimer la date de disposition, la juste valeur de l'obligation n'est pas significative.

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.

## Note 2.

### UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE LIÉE À LA MESURE

La préparation d'états financiers selon les IFRS 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. Celles-ci 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, actifs intangibles amortissables et non-amortissables et l'écart d'acquisition 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 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 à terme (*Forward*). 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 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'indice des prix à la consommation (« IPC ») prévisionnel pour les années subséquentes.

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 par exemple par des avancements technologiques qui rendraient 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.

Aux fins de la mise en œuvre de tests de dépréciation, les immobilisations corporelles, incorporelles et autres actifs à long terme sont affectées à des UGT qui sont fonction de la nature et des structures externes à celles-ci. La valeur recouvrable d'une UGT est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer la valeur d'utilité, on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des prévisions financières pour une période de trois ans établis à partir des plus récents budgets des produits et des coûts, approuvés par le conseil d'administration. Les projections de flux de trésorerie au-delà de trois exercices se fondent sur les prévisions de gestion interne et supposent un taux de croissance ne dépassant pas le produit intérieur brut des pays respectifs. Les projections de flux de trésorerie avant impôts sont actualisées par application d'un taux d'actualisation réel avant impôts ajusté pour tenir compte des risques économiques et politiques de l'emplacement précis qui ne sont pas reflétés dans les flux de trésorerie sous-jacents propres à chaque UGT. On suppose des taux de croissance en perpétuité pour la plupart des UGT compte tenu du fait que la majeure partie des produits sont des produits de base et on suppose que la croissance du volume sera annulée par une baisse réelle des prix. Les dépenses en investissement d'entretien permanent ont été estimées en fonction du plan d'entretien. Les hypothèses utilisées dans le calcul de la valeur d'utilité tiennent compte du contexte économique actuel, ce qui donne lieu à des estimations plus prudentes de la valeur future.

Les flux de trésorerie futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Ils sont considérablement touchés par divers facteurs comme les estimations relatives au marché et à la production, ainsi que des facteurs économiques comme les prix, les taux d'actualisation, les taux de change, les estimations des coûts de production et les dépenses en immobilisations futures.

## Note 3.

### MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

La norme IFRS 9, « Instruments financiers », a été publiée en novembre 2009. Elle traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers, et remplace les modèles à catégories multiples d'évaluation de la norme IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », par un nouveau modèle d'évaluation ayant seulement deux catégories : coût amorti et juste valeur par le biais du résultat net.

Pour un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction, la Société peut faire le choix selon IFRS 9, lors de la comptabilisation initiale, de présenter dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* les variations futures de la juste valeur. Les dividendes relativement à ce placement, dans la mesure où ils ne représentent pas clairement un rendement de l'investissement, sont comptabilisés au résultat et les autres profits et pertes (y compris les pertes de valeur) associés à ces instruments demeurent dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

En octobre 2010, l'IASB a modifié cette norme afin de fournir des indications sur le classement et l'évaluation des passifs financiers. Les Sociétés qui choisissent d'évaluer leurs dettes à la juste valeur, devront comptabiliser les variations de juste valeur liées aux variations de leur propre risque de crédit, dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* plutôt qu'au compte de résultat.

Cette norme doit être appliquée pour les périodes comptables ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société n'a pas encore évalué l'incidence de la norme, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

## Note 4.

### ACQUISITION DU FONDS

La juste valeur de la totalité des parts émises est de 295 340 000 \$ (5 \$ par part) a été alloué entre les actifs nets identifiables acquis de la façon suivante :

	Final
Fonds de roulement	19 886
Actif financier disponible à la vente	23 978
Immobilisations corporelles	205 888
Contrats de vente d'énergie	53 610
Droits d'eau	110 792
Autres actifs à long terme	8 313
Dettes à long terme	(117 867)
Instrument financier	(1 477)
Provision pour étalement des loyers	(2 995)
Impôts futurs	(66 009)
Actif net	234 119
Écart d'acquisition (voir note 18 (i))	61 221
Juste valeur	295 340

Au cours du premier trimestre de 2011, la Société a finalisé l'allocation du prix d'achat (« PPA ») liée à l'acquisition du Fonds qui a eu lieu le 15 septembre 2010 et a ajusté rétroactivement au 15 septembre 2010 l'écriture d'allocation préliminaire. Cette allocation du prix d'achat a été établie selon la valeur marchande à la date d'acquisition en collaboration avec des évaluateurs professionnels indépendants. Cette allocation du prix d'achat est finale.



## Note 5.

### AUTRES ACTIFS À LONG TERME

	Note	AU 31 MARS 2011	AU 31 DÉCEMBRE 2010	AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2010
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	a)	15 332	16 410	19 022
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommis	b)	3 164	3 146	2 647
Investissements nets dans des contrats de location-financement	c)	11 533	11 854	15 146
Juste valeur des instruments financiers dérivés	8	11	–	7 297
Quotas de CO <sub>2</sub>		890	860	382
Projets en développement	d)	10 663	12 434	7 863
Autres actifs incorporels	e)	1 847	2 138	118
		<b>43 440</b>	<b>46 842</b>	<b>52 475</b>

L'amortissement des autres actifs à long terme est de 295 000 \$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2011 (nil \$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2010). Ces montants sont comptabilisés sous le poste *Amortissement*.

#### Notes :

- Les Crédits d'impôts pour énergie renouvelable représentent les crédits d'impôts gagnés par la Société. Les crédits d'impôts gagnés seront utilisés à l'encontre des sommes d'impôts à payer dans le futur par la Société. Les prévisions financières démontrent que le montant comptabilisé pourra être réalisé au cours des cinq à six prochaines années.
- Les réserves pour service de la dette à long terme garantissent des financements en France et au Canada et représentent de trois à six mois de service de la dette selon le projet. Le montant de ces réserves s'élève à 2 643 000 \$ (1 142 000 € et 1 100 000 \$US). Une réserve pour pourvoir à l'achat d'immobilisations corporelles s'élève à 292 000 \$ (300 000 \$US).
- Les contrats de location-financement pour des équipements utilisés dans le secteur des résidus de bois sont effectués avec des fournisseurs américains et canadiens. Au 31 mars 2011, les montants à recevoir selon la devise sont de 10 438 000 \$ (10 742 000 \$US) et 1 095 000 \$ respectivement.
- Les *Projets en développement* comprennent majoritairement un projet hydroélectrique et un projet éolien au Québec, un projet éolien en Italie et un projet solaire en Espagne.
- Les *Autres actifs incorporels* sont composés majoritairement d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel détenu par la centrale de Kingsey Falls.

## Note 6.

### DETTE À LONG TERME

La dette à long terme comprend ce qui suit :

			<b>AU 31 MARS</b>	AU 31 DÉCEMBRE	AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER
	Échéance	Taux <sup>(1)</sup>	<b>2011</b>	2010	2010
Convention cadre (France) – projets éoliens	2017-2022	4,95	200 730	192 079	140 327
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	2016	5,00	7 548	7 580	9 790
Crédits-baux (France)	2012-2015	4,39	6 702	7 079	10 585
Prêt à terme – centrale d’Ocean Falls	2011	6,00	9 000	9 000	14 000
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	2031	7,05	182 555	184 665	47 700
Billets canadiens de premier rang garantis	2014	6,60	38 037	38 328	–
Billets américains de premier rang garantis	2013	6,20	74 633	76 646	–
Prêt à terme – parc solaire (France)	2025-2028	5,22	3 867	3 205	–
Prêt à terme – centrale de Stratton	–	–	–	–	1 985
Prêt à terme – parc éolien de Bel Air	–	–	–	–	8 986
Autres dettes	–	–	4 508	4 068	2 814
			<b>527 580</b>	<b>522 650</b>	<b>236 187</b>
Partie à court terme			(46 676)	(34 033)	(24 273)
Frais de financement, net de l’amortissement cumulé			(8 864)	(9 071)	(5 798)
			<b>472 040</b>	<b>479 546</b>	<b>206 116</b>

<sup>(1)</sup> Taux moyens pondérés, ajustés pour tenir compte de l’effet des swaps de taux d’intérêt.

## Note 7.

### DÉBENTURES CONVERTIBLES

La valeur des débetures convertibles s’établit comme suit :

	<b>AU 31 MARS</b>	AU 31 DÉCEMBRE	AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER
	<b>2011</b>	2010	2010
Débetures convertibles émises (net des conversions de 42 \$ au 31 mars 2011)	245 107	245 124	–
Composante équité des débetures convertibles <sup>(1)</sup>	(19 537)	(19 537)	–
Frais liés à l’émission des débetures convertibles (net de l’amortissement cumulé de 240 \$ au 31 mars 2011)	(5 065)	(5 174)	–
Intérêts implicites calculés sur les débetures convertibles à 8,50 %	924	411	–
	<b>221 429</b>	<b>220 824</b>	<b>–</b>

<sup>(1)</sup> Excluant l’impact des impôts futurs de 5 049 000 \$.

## Note 8.

### INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	<b>AU 31 MARS</b>	AU 31 DÉCEMBRE	AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER
	<b>2011</b>	2010	2010
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>			
Contrats de change à terme	–	104	422
Contrats à terme de taux d’intérêt	–	–	1 092
Swaps financiers de taux d’intérêt	11	–	–
Swaps financiers de prix d’électricité	–	665	5 783
	<b>11</b>	<b>769</b>	<b>7 297</b>
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>			
Contrats de change à terme	30	183	896
Swaps financiers de commodités	4 763	2 632	–
Swaps financiers de taux d’intérêt	4 685	8 202	6 749
	<b>9 478</b>	<b>11 017</b>	<b>7 645</b>

## Note 9.

### CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

AU 31 MARS  
2011

	<i>Écarts de conversion</i>	<i>Couverture Prix d'électricité</i>	<i>Couverture Taux d'intérêt</i>	<i>Couverture Commodités</i>	<i>Couverture Devises</i>	<i>Total</i>
Solde au début de la période	(16 429)	2 021	(9 853)	(828)	(785)	(25 874)
Variation de la juste valeur	1 097	(1 818)	2 987	(2 169)	224	321
Reclassements aux résultats	-	(464)	1 101	97	(105)	629
Reclassements au bilan	-	-	-	-	120	120
Impôts	-	261	(1 334)	539	107	(427)
Solde à la fin de la période	(15 332)	-	(7 099)	(2 361)	(439)	(25 231)

AU 31 MARS  
2010

	<i>Écarts de conversion</i>	<i>Couverture Prix d'électricité</i>	<i>Couverture Taux d'intérêt</i>	<i>Couverture Commodités</i>	<i>Couverture Devises</i>	<i>Total</i>
Solde au début de la période	-	5 019	(6 720)	-	(643)	(2 344)
Variation de la juste valeur	(9 291)	5 699	(6 714)	-	(4 580)	(14 886)
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds	(478)	-	-	-	-	(478)
Reclassements aux résultats	-	(1 920)	801	-	(100)	(1 219)
Reclassements au bilan	-	-	-	-	1 146	1 146
Impôts	6	(1 511)	1 850	-	438	783
Solde à la fin de la période	(9 763)	7 287	(10 783)	-	(3 739)	(16 998)

## Note 10.

### CHARGES PAR NATURE

CHARGES D'OPÉRATION	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Matière premières et matières consommables	24 056	17 682
Entretien et réparations	3 206	2 158
Salaires (a)	7 054	3 846
Coûts de transport et de vente	918	729
Taxes immobilières et scolaires	1 314	733
Contrats et permis	1 703	421
Assurance	711	405
Autres charges	253	1 045
	<b>39 215</b>	<b>27 019</b>

(a) SALAIRES - OPÉRATION	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Salaires	6 688	3 568
Coûts de sécurité sociale de l'employeur	107	145
Autres coûts relatifs aux avantages du personnel	259	133
	<b>7 054</b>	<b>3 846</b>

ADMINISTRATION	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Salaires (b)	1 830	1 606
Honoraires professionnels	1 311	894
Impôt sur le capital	366	399
Frais de bureau	468	378
Télécommunications et technologie de l'information	221	174
Publicité et dons	175	162
Autres charges	(78)	93
	<b>4 293</b>	<b>3 706</b>

(b) SALAIRES - ADMINISTRATION	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Salaires	1 515	1 219
Coûts de sécurité sociale de l'employeur	9	36
Autres coûts relatifs aux avantages du personnel	145	153
Options sur actions attribuées aux administrateurs et aux employés	161	198
	<b>1 830</b>	<b>1 606</b>

## Note 11.

### FRAIS DE FINANCEMENT

	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Intérêts sur la dette à long terme, net de l'effet des swaps de taux d'intérêts	7 796	3 086
Intérêts sur les débiteures convertibles	4 593	-
Intérêts créditeurs	(48)	(256)
Amortissement des frais de financement	(172)	2 918
Autres intérêts et frais bancaires	126	299
	12 295	6 047
Intérêts capitalisés aux centrales en développement	(312)	(284)
	11 983	5 763

a) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-acquisition a été de 87 000 \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (145 000 \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2010).

## Note 12.

### GAIN SUR VENTE D'ACTIFS

#### VENTE D'ACTION D'ABITIBOWATER (« ABI »)

Le 1<sup>er</sup> février 2011, Boralex a disposé, au prix unitaire de 26,50 \$, de 784 796 actions ordinaires d'ABI que cette dernière lui avaient octroyées à la fin de 2010 à titre de compensation liée au règlement partiel d'une créance d'environ 83 000 000 \$ due par ABI à Boralex, telle que négociée dans le cadre du C-36 d'ABI. La vente desdites actions sur le marché a généré un produit de disposition net de 20 758 000 \$ et un gain sur disposition de 585 000 \$. Une fois que l'ensemble des réclamations déposées par des tiers contre ABI aura été résolu par les tribunaux, Boralex pourrait recevoir des distributions additionnelles sous forme d'actions.

#### CESSION DU PROJET ÉOLIEN MERLIN-BUXTON

Le 31 mars 2011, la Société a disposé du projet éolien Merlin-Buxton, en Ontario, dont la Société avait acquis les droits en 2008. Cette décision a été prise compte tenu du potentiel limité de développement de ce site. La transaction a généré un produit de disposition net de 4 200 000 \$ résultant en un gain de 1 792 000 \$.

#### VENTE D'UNE FILIALE

Le 31 mars 2010, la Société a vendu une filiale qui détenait le parc éolien Bel Air, en France, pour un produit de disposition net de 878 000 \$ (639 000 €). L'équation relative à cette disposition est la suivante :

Fonds de roulement	(1 182)
Immobilisations corporelles	9 611
Dette à long terme	(8 325)
Valeur nette de la filiale vendue	104
Contrepartie nette	878
Gain sur vente d'une filiale	774

## Note 13.

### SAISONNALITÉ

Les opérations et les résultats d'une partie des sites de la Société sont soumis à un cycle saisonnier ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Cependant, l'impact des variations saisonnières diffère selon que les centrales disposent de contrats de vente d'électricité ou non. En effet, pour les 37 sites de Boralex assortis de contrats de vente d'électricité à long terme selon des prix déterminés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume de production. Quant aux neuf centrales de Boralex 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. De plus, le prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis est influencé en grande partie par le cours du gaz naturel qui est sujet à une importante volatilité.

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. Historiquement, ces deux périodes ont permis aux centrales qui ne possèdent pas de contrat à long terme de vente d'électricité d'obtenir des prix moyens généralement plus élevés. De plus, lorsqu'elle le juge approprié, la Société utilise des instruments financiers de couverture pour des périodes pouvant aller jusqu'à trois ans afin de fixer une partie des prix des centrales qui n'ont pas de contrats de vente d'électricité à long terme atténuant ainsi les effets saisonniers et autres facteurs cycliques pouvant avoir un impact sur les prix. En outre, puisque les centrales alimentées en résidus de bois que Boralex exploite aux États-Unis sont en mesure de contrôler leur niveau de production, elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée quand les prix sont plus avantageux.

Indépendamment du fait que les centrales disposent ou non de contrats de vente, leur volume d'activité est sujet aux cycles saisonniers suivants, selon leur mode de production.

*Éolien* : Pour les 251 MW de Boralex bénéficiant tous de contrats de vente d'électricité à long terme, les conditions de vent sont généralement plus favorables en hiver, soit aux premier et quatrième trimestres de Boralex et ce, aussi bien en France qu'au Canada. Toutefois, ces périodes présentent des risques plus élevés de baisse de production en raison de phénomènes climatiques comme le givre. De façon générale, compte tenu des facteurs climatiques décrits précédemment, la direction estime qu'environ 60 % de la production annuelle de son secteur éolien est réalisée aux premier et quatrième trimestres, et 40 % aux deuxième et troisième trimestres.

*Hydroélectricité* : Le volume de production des 15 centrales de Boralex dans ce secteur dépend des conditions hydrauliques qui 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 Canada 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 qu'à l'exception de trois centrales hydroélectriques qui bénéficient d'un débit régularisé en amont, les centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs avec lesquels il leur serait possible de régulariser les débits d'eau au cours de l'année. De plus, une entente de principe prévoyant le renouvellement de son contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec de la centrale d'East Angus pour une période additionnelle de 20 ans a été convenue à des conditions avantageuses.

*Résidus de bois* : Tel que mentionné précédemment, les huit centrales alimentées en résidus de bois sont en mesure de contrôler leur niveau de production, si bien qu'elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée durant les périodes de plus forte demande. Pour cette raison, elles effectuent les arrêts pour leurs travaux d'entretien périodiques au printemps ou à l'automne, ce qui affecte leurs résultats d'exploitation pendant ces périodes.

*Gaz naturel* : En plus de bénéficier de contrats de vente de leur électricité, la production de vapeur des deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel, dont l'une en France et l'autre au Québec, est assez stable d'un trimestre à l'autre puisqu'elle dépend de la demande des clients, laquelle est relativement prévisible et régulière. De plus, la centrale de Kingsey Falls (Québec) vient de se doter de deux contrats avantageux de couverture d'une durée de deux ans, afin d'indexer le prix de vente de sa vapeur et de fixer son prix d'achat du gaz naturel. En ce qui a trait à la centrale française, en vertu de son contrat de vente à long terme avec 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, auquel cas la Société fournit alors la vapeur à son client à l'aide d'une chaudière auxiliaire. À cet effet, depuis 2005, la centrale exploite son équipement de cogénération pendant les cinq mois, soit de novembre à mars seulement.

## Note 13. Saisonnalité (suite)

La direction prévoit que l'intégration des actifs du Fonds aura un effet stabilisant, donc bénéfique, par rapport aux variations saisonnières pouvant affecter les résultats de Boralex, étant donné que 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. Cette acquisition aura pour effet d'accroître le poids relatif du secteur hydroélectrique dans le volume de production de Boralex, et donc d'intensifier les caractéristiques saisonnières propres à ce secteur. Notons aussi qu'en vertu du plan stratégique de Boralex, le secteur éolien est appelé à devenir le plus important secteur d'exploitation de la Société, en plus de bénéficier d'une plus grande diversification géographique. En effet, avec la mise en service des parcs éoliens actuellement en développement au Canada, le secteur éolien de Boralex exploitera une puissance installée éolienne de plus de 500 MW d'ici la fin de l'exercice 2015, sans compter les possibilités d'acquisition d'actifs opérationnelles ou en développement.

De façon générale, sans tenir compte des variations potentielles des taux de change, l'ajout des centrales du Fonds jumelé à l'expansion du secteur éolien devrait accentuer la tendance selon laquelle la Société perçoit plus de revenus et de profits au cours des premier et quatrième trimestres de l'exercice.

## Note 14.

### INFORMATION SECTORIELLE

Les centrales de la Société se regroupent sous quatre secteurs d'activité distincts : les sites éoliens, les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques alimentées en résidus de bois et les centrales thermiques alimentées au 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 principales conventions comptables qui s'appliquent aux secteurs d'activités sont identiques à celles décrites à la Note 1.

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA et la marge brute d'autofinancement comme mesures de performance. Bien qu'ils ne soient pas des mesures conformes aux IFRS, la direction est d'avis que ces mesures 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 IFRS, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire.

Les investisseurs ne devraient 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.

Le tableau suivant rapproche le BAIIA au bénéfice net :

	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	7 011	1 976
Part des actionnaires sans contrôle	56	280
Charge d'impôts sur le bénéfice	3 500	2 985
Perte nette (gain net) sur instruments financiers	316	(560)
Perte de change	1 519	454
Frais de financement	11 983	5 763
Gain sur vente d'actifs	(2 377)	(774)
Amortissement	15 780	7 667
<b>BAIIA</b>	<b>37 788</b>	<b>17 791</b>

## Note 14. Information sectorielle (suite)

Les investisseurs ne devraient pas considérer la marge brute d'autofinancement comme une mesure remplaçant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui est une mesure conforme aux IFRS.

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

	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	40 258	22 718
Flux générés par la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	(16 199)	(8 198)
<b>MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT</b>	<b>24 059</b>	14 520

Les produits sont attribués aux différents pays selon le pays de domiciliation du client. Pour le trimestre clos le 31 mars 2011, la Société comptait trois clients (deux clients au 31 décembre 2010) représentant plus de 10 % de ses produits.

Le tableau suivant fournit la proportion des produits consolidés relative à chacun de ces clients ainsi que les secteurs dans lesquels ils sont actifs :

	POUR LE TRIMESTRE CLOS	
	LE 31 MARS 2011	
<i>% des ventes attribuables à un client</i>	<i>Secteurs</i>	
14	Résidus de bois	
15	Éolien et Gaz naturel	
24	Hydroélectrique et Résidus de bois	



## Note 14. Information sectorielle (suite)

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

	POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS		POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS	
	2011	2010	2011	2010
	<i>Production d'électricité (MWH)</i>		<i>Produits de la vente d'énergie</i>	
	<i>Non révisé</i>	<i>Non révisé</i>		
Sites éoliens	152 570	90 291	18 273	11 413
Centrales hydroélectriques	145 004	40 309	12 732	3 054
Centrales thermiques – résidus de bois	372 419	320 107	34 309	30 216
Centrales thermiques – gaz naturel	82 291	22 430	16 714	6 321
	<b>752 284</b>	<b>473 137</b>	<b>82 028</b>	<b>51 004</b>
		<i>BAIIA</i>	<i>Nouvelles immobilisations corporelles</i>	
Sites éoliens	15 066	9 419	8 119	19 342
Centrales hydroélectriques	9 076	1 873	174	215
Centrales thermiques – résidus de bois	10 283	10 028	1 295	984
Centrales thermiques – gaz naturel	7 640	2 038	4	3
Corporatif et éliminations	(4 277)	(5 567)	1 046	164
	<b>37 788</b>	<b>17 791</b>	<b>10 638</b>	<b>20 708</b>
	<b>AU 31 MARS 2011</b>	AU 31 DÉCEMBRE 2010	<b>AU 31 MARS 2011</b>	AU 31 DÉCEMBRE 2010
		<i>Actif total</i>		<i>Actifs à long terme</i>
Sites éoliens	526 834	536 135	474 869	469 707
Centrales hydroélectriques	359 910	364 548	342 936	350 773
Centrales thermiques – résidus de bois	147 843	162 070	132 968	137 376
Centrales thermiques – gaz naturel	37 758	37 974	20 117	22 619
Corporatif	165 724	145 292	62 059	60 323
	<b>1 238 069</b>	<b>1 246 019</b>	<b>1 032 949</b>	<b>1 040 798</b>

## INFORMATIONS PAR SECTEUR GÉOGRAPHIQUE

	POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS		POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS	
	2011	2010	2011	2010
	<i>Production d'électricité (MWH)</i>		<i>Produits de la vente d'énergie</i>	
	<i>Non révisé</i>	<i>Non révisé</i>		
Canada	266 747	36 828	33 594	4 435
États-Unis	379 699	350 992	32 548	32 137
Europe	105 838	85 317	15 886	14 432
	<b>752 284</b>	<b>473 137</b>	<b>82 028</b>	<b>51 004</b>
		<i>BAIIA</i>	<i>Nouvelles immobilisations corporelles</i>	
Canada	17 324	(328)	6 962	3 985
États-Unis	12 024	11 051	310	1 171
Europe	8 440	7 068	3 366	15 552
	<b>37 788</b>	<b>17 791</b>	<b>10 638</b>	<b>20 708</b>
	<b>AU 31 MARS 2011</b>	AU 31 DÉCEMBRE 2010	<b>AU 31 MARS 2011</b>	AU 31 DÉCEMBRE 2010
		<i>Actif total</i>		<i>Actifs à long terme</i>
Canada	640 772	634 043	527 665	529 787
États-Unis	293 591	301 921	267 917	263 094
Europe	303 706	310 055	237 367	247 917
	<b>1 238 069</b>	<b>1 246 019</b>	<b>1 032 949</b>	<b>1 040 798</b>

## Note 15.

### ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Dans le cadre de projets éoliens au Québec, la Société a conclu au courant des trois premiers mois de 2011 de nouveaux contrats d'achat d'immobilisations. Au 31 mars 2011, le coût total des nouveaux engagements nets est de 12 107 000 \$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2011.

De plus, durant la période comprise entre les 1<sup>er</sup> avril et 21 avril 2011, la Société a conclu des transactions de swap de taux d'intérêts afin de fixer une proportion importante du taux de financement anticipé pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Le montant nominal total des transactions est de 200 000 000 \$ et les taux se situent à environ 4,58 %.

## Note 16.

### ÉVÉNEMENTS SUBSÉQUENTS

#### FINANCEMENT - OCEAN FALLS

Le 31 mars 2011, la Société a conclu une convention de crédit relativement à sa centrale hydroélectrique située en Colombie-Britannique (« Ocean Falls »). Cette convention de crédit d'une durée de 13 ans et d'un montant de 11 000 000 \$ est garantie par la totalité des actifs d'Ocean Falls, sans recours à Boralex inc. Le paiement du produit de ce financement est sujet à la réalisation, par la Société, de certaines conditions préalables avant le 15 mai 2011. Ces conditions portent principalement sur l'obtention de certains consentements au financement de la part des contreparties à certains contrats importants. La Société n'entrevoit pas d'obstacles particuliers à l'obtention de ces consentements. En ce qui concerne le taux d'intérêt, celui-ci sera fixé pour la durée du financement lorsque les conditions préalables auront été satisfaites. Le taux sera calculé en utilisant le taux de rendement des « Obligations du Canada Juin 2018 », ajusté d'une marge de 3,75 %. La convention de crédit est remboursable par anticipation, sous réserve du paiement d'une prime calculée, en date du remboursement, comme étant la différence, s'il y a lieu, entre le solde de la dette et les flux monétaires futurs actualisés selon le taux des obligations du Canada d'une durée moyenne similaire plus 0,5 %.

#### SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT - LA SEIGNEURIE

Durant la période comprise entre les 1<sup>er</sup> avril et 21 avril 2011, la Société a conclu des transactions de swap de taux d'intérêts afin de fixer une proportion importante du taux de financement anticipé pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Le montant nominal total des transactions est de 200 000 000 \$ et les taux se situent à environ 4,58 %. Ce taux moyen représente le taux de base du programme de financement anticipé par la direction (le « Programme ») et non son coût total de financement qui comprendra aussi une marge négociée auprès des prêteurs finaux. Bien que le Programme ne soit pas conclu en date de l'exécution de ces transactions, la Société estime qu'il est hautement probable qu'elle le mettra en place dans un délai raisonnable. En effet, la Société et son conseiller financier conduisent actuellement un processus de soumission auprès de la communauté financière mondiale. La Société a reçu un nombre important d'offres indicatives, ce qui lui a permis de bien évaluer chacun des marchés disponibles et de conclure qu'il lui serait possible d'obtenir les conditions de financement nécessaires à la bonne conduite de son projet. Conséquemment, la Société a maintenant établi sa stratégie de mise en marché et procédera, au cours des prochains mois, aux autres étapes préalables à la clôture du Programme. Comme les prêteurs finaux exigeront vraisemblablement que les swaps soient exécutés auprès de leur institution, il est probable que les transactions initiales soient réglées au comptant lors de la clôture du Programme. Tout gain ou perte accumulé préalablement serait maintenu dans le *Cumul des Autres Éléments des Résultats Étendus* et constatés à l'état des résultats selon la méthode de l'amortissement au taux effectif.

## Note 17.

### BÉNÉFICE NET PAR ACTION

Le bénéfice net de base et dilué par action ordinaire se détaille de la façon suivante :

	POUR LES TRIMESTRES CLOS	
	LES 31 MARS	
	2011	2010
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	7 011	1 976
Bénéfice net attribuable aux actionnaires, sur une base diluée	10 226	1 976
Nombre moyen pondéré d'actions	37 766 491	37 740 921
Effet de dilution des options d'achat d'actions	109 454	169 263
Effet de dilution des débentures convertibles	19 612 000	-
<b>Moyenne pondérée ajustée du nombre d'actions</b>	<b>57 487 945</b>	<b>37 910 184</b>
Bénéfice net de base par action	0,19 \$	0,05 \$
Bénéfice net dilué par action	0,18 \$	0,05 \$
Options d'achat exclues en raison de leur effet anti-dilutif dans le calcul du bénéfice net dilué par action	831 722	285 011

## Note 18.

### ADOPTION DES NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

Les états financiers consolidés de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2011 sont les premiers états financiers consolidés préparés selon les IFRS.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés selon l'IFRS 1, la Société a appliqué les exceptions obligatoires et certaines exemptions facultatives par suite de l'application rétrospective complète des IFRS. La date de transition de la Société est le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

### PREMIÈRE APPLICATION DES IFRS

La Société a appliqué les exemptions facultatives et les exemptions obligatoires suivantes :

#### Exemptions facultatives :

##### Regroupements d'entreprises

IFRS 1 permet d'appliquer IFRS 3R, « Regroupements d'entreprises », de façon rétrospective ou prospective à partir de la date de transition. L'application rétrospective nécessite le retraitement de tous les regroupements d'entreprises survenus avant la date de transition. La Société a choisi de ne pas appliquer IFRS 3R de façon rétrospective aux regroupements d'entreprises survenus avant la date de transition, et ces regroupements d'entreprises n'ont donc pas été retraités. La valeur comptable des actifs nets acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises avant la date de transition et déterminé par l'application des PCGR du Canada n'a pas été ajustée suite à l'application de cette exemption.

##### Montant cumulé des écarts de conversion qui figurent dans le poste *Cumul des autres éléments du résultat étendu*

L'application rétrospective des IFRS à cet égard, nécessite la détermination du montant cumulé des différences de conversion conformément à IAS 21, « Effets des variations des cours des monnaies étrangères », à compter de la date à laquelle une filiale étrangère ou une entreprise associée est constituée ou acquise. IFRS 1 permet que les gains et les pertes de change cumulés soient ramenés à zéro à la date de transition. La Société a donc choisi d'utiliser cette exemption facultative.

##### Juste valeur comme coût présumé

IFRS 1 permet à une entité d'évaluer chacune de ses immobilisations corporelles selon la méthode de la juste valeur (« modèle de la juste valeur ») et désigner cette juste valeur comme coût présumé à la date de transition. Une entité peut aussi choisir de recalculer le coût d'origine (« modèle du coût ») et l'amortissement cumulé conformément à IAS 16, « Immobilisations corporelles », et ce de façon rétroactive. La Société a choisi d'appliquer le modèle du coût aux immobilisations corporelles.

##### Obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation

IFRIC 1, « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement, à la remise en état et similaires », exige qu'une entité détermine l'obligation de démanteler, de retirer ou de restaurer une immobilisation corporelle conformément aux IFRS à partir de la date d'acquisition de l'actif. IFRS 1 permet à une entité d'appliquer prospectivement les exigences d'IFRIC 1. La Société a choisi de mesurer le passif et l'incidence de l'amortissement prospectivement à partir de la date de transition.

##### Coûts d'emprunt

IFRS 1 permet d'appliquer IAS 23, « Coûts d'emprunt », rétrospectivement ou prospectivement à partir de la date de transition. IAS 23 exige qu'une entité capitalise les coûts d'emprunt qui sont directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié à titre d'élément du coût de l'actif. Un « actif qualifié » est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé ou vendu. La Société a choisi de ne pas appliquer IAS 23 de façon rétroactive.

##### Avantages du personnel

IFRS 1 permet d'appliquer rétroactivement l'approche du corridor selon IAS 19, « Avantages du personnel », qui permet que les gains et pertes actuariels des régimes de pension ne soient pas comptabilisés. IFRS 1 permet également qu'ils soient comptabilisés dans les *Bénéfices non répartis* à la date de transition. La Société a choisi de constater tous les gains et les pertes actuariels cumulés à la date de transition dans les *Bénéfices non répartis*.

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

**Exemptions obligatoires :**

**Comptabilité de couverture**

La comptabilité de couverture peut seulement être appliquée prospectivement à partir de la date de transition aux transactions qui satisfont aux critères de la comptabilité de couverture selon IAS 39, « Instruments financiers : Comptabilisation et Évaluation ». Les relations de couverture ne peuvent être désignées rétrospectivement et la documentation les supportant ne peut être constituée rétroactivement. Par conséquent, seules les relations de couverture qui satisfont au critère de la comptabilité de couverture à la date de transition sont constatées dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* de la Société selon IFRS. Tous les dérivés, qu'ils rencontrent ou non le critère de la comptabilité de couverture selon IAS 39, sont évalués à la juste valeur et constatés au bilan.

**Estimation**

Les connaissances acquises à posteriori n'ont pas été utilisées pour créer ou réviser des estimations. Par conséquent, les estimations formulées précédemment par la Société en vertu des PCGR du Canada correspondent à celles appliquées en vertu des IFRS.

**IMPACT DE LA TRANSITION AUX IFRS**

Les différences, qui ont été identifiées entre les PCGR du Canada (« référentiel comptable antérieur ») et les IFRS et qui ont un impact important sur la performance financière et la position financière déjà publiées par la Société, sont résumées ci-après.

**ACQUISITION DU FONDS**

Les tableaux de conciliation suivants présentent l'impact de la finalisation de l'exercice d'allocation du prix d'acquisition (« PPA ») relative à l'acquisition du Fonds (note 4). L'impact de ces ajustements est présenté sous la colonne PPA dans la conciliation du bilan consolidé au 31 décembre 2010 et dans la colonne PPA dans la conciliation des résultats consolidés et des résultats étendus consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

**PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS**

Dans le contexte de l'adoption des IFRS, la Société a procédé à une revue complète de la présentation globale de l'état des résultats consolidés. Toutefois, afin de faciliter la compréhension des éléments de conciliation propres à la conversion aux IFRS, la conciliation des états des résultats consolidés des exercices terminés les 31 mars 2010 et 31 décembre 2010 qui suivent ont été préparés selon l'ancienne présentation.

**FLUX DE TRÉSORERIE**

Conformément aux normes PCGR du Canada, les intérêts payés et les impôts payés inclus dans la détermination du bénéfice net étaient divulgués séparément à titre d'informations supplémentaires. Conformément aux IFRS, les intérêts payés et les impôts payés sont dorénavant inclus à même l'état des flux de trésorerie sur des lignes distinctes.

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

**Bilans consolidés - conciliation**

**Au 1<sup>ER</sup>**  
**JANVIER**  
**2010**

(en milliers de dollars) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements IFRS	IFRS
<b>ACTIF</b>				
<b>ACTIF À COURT TERME</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie		37 821	-	37 821
Comptes débiteurs		39 632	-	39 632
Impôts futurs		422	-	422
Stocks		8 726	-	8 726
Frais payés d'avance		2 537	-	2 537
		89 138	-	89 138
Placement	e	55 446	(9 717)	45 729
Immobilisations corporelles	d	413 539	(832)	412 707
Contrats de vente d'énergie		49 023	-	49 023
Droits d'eau		4 146	-	4 146
Autres actifs à long terme		52 475	-	52 475
		663 767	(10 549)	653 218
<b>PASSIF</b>				
<b>PASSIF À COURT TERME</b>				
Emprunts et avances bancaires		12 291	-	12 291
Comptes créditeurs et charges à payer	a, b	28 913	2 885	31 798
Impôts sur le bénéfice à payer		283	-	283
Portion à court terme de la dette à long terme		24 273	-	24 273
		65 760	2 885	68 645
Dette à long terme		206 116	-	206 116
Impôts futurs	a, b, d, e, f	37 185	(3 582)	33 603
Juste valeur des instruments financiers dérivés		7 645	-	7 645
		316 706	(697)	316 009
<b>CAPITAUX PROPRES DES ACTIONNAIRES</b>				
Capital-actions		222 694	-	222 694
Surplus d'apport	f	4 295	(5)	4 290
Bénéfices non répartis	a, b, c, d, e, f	159 900	(54 362)	105 538
Cumul des autres éléments du résultat étendu	c	(46 859)	44 515	(2 344)
		340 030	(9 852)	330 178
Part des actionnaires sans contrôle		7 031	-	7 031
<b>Capitaux propres totaux</b>		<b>347 061</b>	<b>(9 852)</b>	<b>337 209</b>
		663 767	(10 549)	653 218

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

**Bilans consolidés - conciliation****Au 31  
DÉCEMBRE  
2010**

(en milliers de dollars) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements		IFRS
			PPA	IFRS	
<b>ACTIF</b>					
<b>ACTIF À COURT TERME</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie		92 650	-	-	92 650
Encaisse affectée		15 924	-	-	15 924
Comptes débiteurs		60 420	-	-	60 420
Actif financier disponible à la vente		21 508	1 743	-	23 251
Impôts futurs		512	-	-	512
Stocks		9 179	-	-	9 179
Frais payés d'avance		2 516	-	-	2 516
Juste valeur des instruments financiers dérivés		769	-	-	769
		203 478	1 743	-	205 221
Immobilisations corporelles	d	810 700	(71 275)	(541)	738 884
Contrats de vente d'énergie	a, d	100 673	5 436	(2 115)	103 994
Droits d'eau		2 925	110 090	-	113 015
Autres actifs à long terme		44 774	2 068	-	46 842
Écart d'acquisition	i	70 721	(9 500)	(23 158)	38 063
		1 233 271	38 562	(25 814)	1 246 019
<b>PASSIF</b>					
<b>PASSIF À COURT TERME</b>					
Emprunts et avances bancaires		195	-	-	195
Comptes créditeurs et charges à payer	a, b	58 815	-	743	59 558
Impôts sur le bénéfice à payer		3 209	-	-	3 209
Juste valeur des instruments financiers dérivés		183	-	-	183
Portion à court terme de la dette à long terme		34 033	-	-	34 033
		96 435	-	743	97 178
Dette à long terme		479 546	-	-	479 546
Débtentures convertibles		220 824	-	-	220 824
Impôts futurs	a, b, d, e, f, h, i	47 949	38 174	(19 156)	66 967
Juste valeur des instruments financiers dérivés		10 834	-	-	10 834
Provision pour étalement des loyers		2 981	-	-	2 981
		858 569	38 174	(18 413)	878 330
<b>CAPITAUX PROPRES DES ACTIONNAIRES</b>					
Capital-actions		222 853	-	-	222 853
Composante équité des débtentures convertibles	h	19 537	-	(5 049)	14 488
Surplus d'apport	f	5 527	-	(499)	5 028
Bénéfices non répartis	a, b, c, d, e, f, g, i	184 690	388	(42 778)	142 300
Cumul des autres éléments du résultat étendu	c, g	(66 799)	-	40 925	(25 874)
		365 808	388	(7 401)	358 795
Part des actionnaires sans contrôle		8 894	-	-	8 894
<b>Capitaux propres totaux</b>		374 702	388	(7 401)	367 689
		1 233 271	38 562	(25 814)	1 246 019

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

**Résultats consolidés - conciliation**

			<b>POUR LE</b>	
			<b>TRIMESTRE CLOS</b>	
			<b>LE 31</b>	
			<b>MARS</b>	
			<b>2010</b>	
(en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements IFRS	IFRS
Produits de la vente d'énergie		51 004	-	51 004
Charges d'opération		27 019	-	27 019
		23 985	-	23 985
Part des résultats du Fonds	e	(1 461)	36	(1 425)
Revenus de gestion du Fonds		1 755	-	1 755
Autres revenus		300	-	300
		24 579	36	24 615
<b>AUTRES CHARGES</b>				
Gestion et exploitation du Fonds		1 505	-	1 505
Développement		1 613	-	1 613
Administration	f	3 829	(123)	3 706
		6 947	(123)	6 824
<b>BÉNÉFICE D'EXPLOITATION</b>		17 632	159	17 791
Amortissement	d	7 698	(31)	7 667
Perte de change	g	876	(422)	454
Gain net sur instruments financiers		(560)	-	(560)
Frais de financement		5 763	-	5 763
Gain sur vente d'une filiale		(774)	-	(774)
		13 003	(453)	12 550
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE</b>				
Charge d'impôts sur le bénéfice	d, e, f	4 629	612	5 241
		3 001	(16)	2 985
Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle		1 628	628	2 256
Part des actionnaires sans contrôle		(280)	-	(280)
<b>BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES</b>		1 348	628	1 976
Bénéfice net par action de catégorie A (de base et dilué)		0,04 \$		0,05 \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)		37 740 921		37 740 921
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (dilué)		37 910 184		37 910 184

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

## Résultats consolidés - conciliation

(en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements		IFRS	POUR
			PPA	IFRS		L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010
						IFRS
Produits de la vente d'énergie		202 864	-	-		202 864
Charges d'opération		115 568	-	-		115 568
		87 296	-	-		87 296
Part des résultats du Fonds	e	(3 251)	-	103		(3 148)
Revenus de gestion du Fonds		4 437	-	-		4 437
Autres revenus		718	-	-		718
		89 200	-	103		89 303
<b>AUTRES CHARGES</b>						
Gestion et exploitation du Fonds		3 995	-	-		3 995
Développement		4 214	-	-		4 214
Administration	f	17 025	-	(494)		16 531
		25 234	-	(494)		24 740
<b>BÉNÉFICE D'EXPLOITATION</b>		63 966	-	597		64 563
Amortissement	d	40 658	(571)	(272)		39 815
Perte de change	g	4 298	-	(3 604)		694
Perte nette sur instruments financiers		247	-	-		247
Frais de financement		24 104	-	-		24 104
Dépréciation d'écart d'acquisition	i	-	-	23 158		23 158
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	i	(15 130)	-	(9 614)		(24 744)
Gain sur vente d'une filiale		(774)	-	-		(774)
		53 403	(571)	9 668		62 500
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE</b>						
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	d, e, f, i	10 563	571	(9 071)		2 063
		(12 738)	183	(20 655)		(33 210)
Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle		23 301	388	11 584		35 273
Part des actionnaires sans contrôle		(201)	-	-		(201)
<b>BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES</b>		23 100	388	11 584		35 072
Bénéfice net par action de catégorie A (de base et dilué)		0,61 \$				0,93 \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)		37 741 916				37 741 916
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (dilué)		37 860 092				37 860 092



Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

**Résultats étendus consolidés - conciliation**

			<b>POUR LE</b>	
			<b>TRIMESTRE CLOS</b>	
			<b>LE 31</b>	
			<b>MARS</b>	
			<b>2010</b>	
			<b>IFRS</b>	
(en milliers de dollars) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements IFRS	IFRS
<b>Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période</b>		1 628	628	2 256
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>				
<b>ÉCARTS DE CONVERSION</b>				
Perte de change latente sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(9 300)	9	(9 291)
Reclassement au bénéfice net d'une perte de change réalisée, liée à la réduction de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes	g	422	(422)	-
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		(478)	-	(478)
Impôts		6	-	6
<b>COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>				
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(5 595)	-	(5 595)
Éléments de couverture réalisés et portés au bénéfice net		(1 219)	-	(1 219)
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		1 146	-	1 146
Impôts		777	-	777
		(14 241)	(413)	(14 654)
<b>Résultat étendu incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période</b>		(12 613)	215	(12 398)
<b>Moins : Résultat des actionnaires sans contrôle de la période</b>		(280)	-	(280)
<b>Résultats étendus attribuables aux actionnaires de la période</b>		(12 893)	215	(12 678)

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

## Résultats étendus consolidés - conciliation

(en milliers de dollars) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements		POUR
			PPA	IFRS	L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010
					IFRS
<b>Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle de l'exercice</b>		23 301	388	11 584	<b>35 273</b>
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>					
<b>ÉCARTS DE CONVERSION</b>					
Perte de change latente sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(15 537)	-	14	<b>(15 523)</b>
Reclassement au bénéfice net d'une perte de change réalisée, liée à la réduction de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes	g	3 604	-	(3 604)	-
Impôts		(179)	-	-	<b>(179)</b>
<b>COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>					
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(11 028)	-	-	<b>(11 028)</b>
Éléments de couverture réalisés et portés au bénéfice net		(5 554)	-	-	<b>(5 554)</b>
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		5 652	-	-	<b>5 652</b>
Impôts		3 829	-	-	<b>3 829</b>
<b>PERTE SUR ACTIF FINANCIER DISPONIBLE À LA VENTE</b>					
Perte latente sur actif financier disponible à la vente		(727)	-	-	<b>(727)</b>
		(19 940)	-	(3 590)	<b>(23 530)</b>
<b>Résultat étendu incluant la part des actionnaires sans contrôle de l'exercice</b>		<b>3 361</b>	<b>388</b>	<b>7 994</b>	<b>11 743</b>
<b>Moins : Résultat des actionnaires sans contrôle de l'exercice</b>		<b>(201)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(201)</b>
<b>Résultats étendus attribuables aux actionnaires de l'exercice</b>		<b>3 160</b>	<b>388</b>	<b>7 994</b>	<b>11 542</b>

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

**Capitaux propres consolidés - conciliation**

(en milliers de dollars) (non audités)	Note	Ajustements				AU 1 <sup>ER</sup> JANVIER 2010
		Surplus d'apport	Bénéfices non répartis	Résultats	Résultat étendu	Capitaux propres totaux
<b>Capitaux propres totaux selon les PCGR du Canada</b>						<b>347 061</b>
<b>AJUSTEMENTS IFRS :</b>						
Charge sur la durée d'acquisition des droits pour le paiement fondé sur des actions	f	(5)	7	-	-	2
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	d	-	(579)	-	-	(579)
Placement dans le Fonds	e	-	(7 151)	-	-	(7 151)
Effet de change :						
Renversement des montants cumulés des différences de conversion pour toutes les activités à l'étranger à la date de transition	c	-	(44 515)	-	44 515	-
Regroupements d'entreprises - contrepartie conditionnelle	a	-	(2 092)	-	-	(2 092)
Avantages du personnel - perte actuarielle	b	-	(32)	-	-	(32)
		(5)	(54 362)	-	44 515	(9 852)
<b>Capitaux propres totaux selon IFRS</b>						<b>337 209</b>

**Capitaux propres consolidés - conciliation**

(en milliers de dollars) (non audités)	Note	Ajustements				AU 31 MARS 2010
		Surplus d'apport	Bénéfices non répartis	Résultats	Résultat étendu	Capitaux propres totaux
<b>Capitaux propres totaux selon les PCGR du Canada</b>						<b>334 758</b>
<b>AJUSTEMENTS IFRS :</b>						
Charge sur la durée d'acquisition des droits pour le paiement fondé sur des actions	f	(128)	7	156	-	35
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	d	-	(579)	24	-	(555)
Placement dans le Fonds	e	-	(7 151)	26	-	(7 125)
Effet de change :						
Renversement des montants cumulés des différences de conversion pour toutes les activités à l'étranger à la date de transition	c	-	(44 515)	-	44 515	-
Renversement des reclassements des écarts de conversion aux résultats nets	g	-	-	422	(422)	-
Regroupements d'entreprises - contrepartie conditionnelle	a	-	(2 092)	-	-	(2 092)
Avantages du personnel - perte actuarielle	b	-	(32)	-	-	(32)
Autres		(1)	-	-	9	8
		(129)	(54 362)	628	44 102	(9 761)
<b>Capitaux propres totaux selon IFRS</b>						<b>324 997</b>

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

## Capitaux propres consolidés - conciliation

		Ajustements					<b>AU 31 DÉCEMBRE 2010</b>
(en milliers de dollars) (non audités)	Note	Composante équité des débitures convertibles	Surplus d'apport	Bénéfice non répartis	Résultats	Résultat étendu	Capitaux propres totaux
<b>Capitaux propres totaux selon les PCGR du Canada</b>							<b>374 702</b>
Ajustements PPA							<b>388</b>
<hr/>							<b>375 090</b>
<b>AJUSTEMENTS IFRS :</b>							
Charge sur la durée d'acquisition des droits pour le paiement fondé sur des actions							
f	-	(499)	7	624	-	132	
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles							
d	-	-	(579)	233	-	(346)	
Placement dans le Fonds							
e	-	-	(7 151)	7 151	-	-	
Effet de change :							
Renversement des montants cumulés des différences de conversion pour toutes les activités à l'étranger à la date de transition							
c	-	-	(44 515)	-	44 515	-	
Renversement des reclassements des écarts de conversion aux résultats nets							
g	-	-	-	3 604	(3 604)	-	
Regroupements d'entreprises - contrepartie conditionnelle							
a	-	-	(2 092)	-	-	(2 092)	
Avantages du personnel - perte actuarielle							
b	-	-	(32)	-	-	(32)	
Impôts futurs sur la composante passif des débiteures convertibles							
h	(5 049)	-	-	-	-	(5 049)	
Autres							
	-	-	-	(28)	14	(14)	
<hr/>							<b>(7 401)</b>
<b>Capitaux propres totaux selon IFRS</b>							<b>367 689</b>

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

## NOTES RELATIVES AUX CONCILIATIONS

### a) Regroupements d'entreprises

Selon les PCGR du Canada, les contreparties conditionnelles liées à des regroupements d'entreprise sont comptabilisées à titre d'ajustement de l'écriture d'acquisition au moment où elles sont payées. Selon les IFRS, les contreparties conditionnelles sont comptabilisées à leur juste valeur au moment de l'acquisition. Les variations subséquentes sont comptabilisées aux résultats de la période.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la Société a comptabilisé une contrepartie conditionnelle à payer d'un montant de 2 842 000 \$, compte tenu compte des impôts afférents d'un montant de 750 000 \$, concernant l'acquisition des sites éoliens de Thames River en Ontario. La contrepartie a été portée au compte des *Bénéfices non répartis* pour un montant de 2 092 000 \$.

Au cours du troisième trimestre de 2010, la Société a payé une partie de cette contrepartie conditionnelle et a donc renversé l'écriture comptabilisée dans les contrats d'électricité en contrepartie du montant à payer comptabilisé pour un montant de 2 142 000 \$, un montant de 700 000 \$ reste donc à payer.

### b) Avantages du personnel

Conformément à l'exemption facultative prévue dans IFRS 1, la Société a choisi de constater tous les gains et pertes actuariels non constatés sur les fonds de pension à prestation définie. Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la Société a comptabilisé des pertes actuarielles d'un montant de 43 000 \$, compte tenu des impôts afférents d'un montant de 11 000 \$. La contrepartie a été portée au compte *Bénéfices non répartis* pour un montant de 32 000 \$.

### c) Montant cumulé des écarts de conversion qui figurent dans le poste *Cumul des autres éléments du résultat étendu*

Conformément à l'exemption facultative prévue dans IFRS 1, la Société a choisi de ramener à zéro tous les gains et pertes de change accumulées relativement à ses opérations étrangères. Un montant de 44 515 000 \$ a donc été transféré dans les *Bénéfices non répartis* à la date de transition.

### d) Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles

#### Test de dépréciation

Selon les PCGR du Canada, une baisse de valeur est comptabilisée seulement lorsque la somme des flux de trésorerie futurs non actualisés est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Selon les IFRS, une baisse de valeur est comptabilisée lorsque la somme des flux de trésoreries futures actualisées est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, la Société a soumis ses immobilisations corporelles et les contrats de vente d'énergie à un test de dépréciation. À la suite de l'application de ce test, aucune dépréciation n'a été comptabilisée.

#### Méthode d'amortissement

Les centrales situées au Québec bénéficiant d'un contrat de vente à long terme sont amorties par composante selon la méthode linéaire sous les IFRS alors que sous les PCGR, elles étaient amorties selon l'amortissement à intérêts composés de 3 %. De plus, de nouvelles composantes ont été établies sous les IFRS et amorties distinctement.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Au 1<sup>er</sup> janvier 2010 :

Immobilisations corporelles	(832 000 \$)
Passifs d'impôts futurs	(253 000 \$)
Bénéfices non répartis	(579 000 \$)

Trimestre clos le 31 mars 2010 :

Immobilisations corporelles	31 000 \$
Passifs d'impôts futurs	7 000 \$
Bénéfices non répartis	24 000 \$

Charge d'amortissement	(31 000 \$)
Charge d'impôts sur le bénéfice	7 000 \$

## Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

## Exercice terminé le 31 décembre 2010 :

Immobilisations corporelles	245 000 \$
Contrats de vente d'énergie	27 000 \$
Passifs d'impôts futurs	39 000 \$
Bénéfices non répartis	233 000 \$
Charge d'amortissement	(272 000 \$)
Charge d'impôts sur le bénéfice	39 000 \$

## e) Placement

## Test de dépréciation

Selon les PCGR du Canada, une baisse de valeur est comptabilisée seulement lorsque la somme des flux de trésorerie futurs non actualisé est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Selon les IFRS, une baisse de valeur est comptabilisée lorsque la somme des flux de trésoreries futures actualisées est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, le Fonds a soumis ses immobilisations corporelles et incorporelles à un test de dépréciation en fonction de ces UGT. Suite à l'application de ce test, le Fonds a comptabilisé une dépréciation de 55 072 000 \$ des immobilisations corporelles de la centrale de Senneterre. La part de Boralex dans le Fonds étant de 23,3 %, la quote-part de cette dépréciation équivaut donc à une diminution du placement de 12 832 000 \$, en tenant compte des impôts afférents d'un montant de 3 388 000 \$.

Cette dépréciation a été prise due au fait que les flux de trésorerie futurs actualisées prévus de cette centrale ne permettaient pas de recouvrir à long terme la valeur actuelle des immobilisations corporelles. Aux fins de la mise en œuvre du test de dépréciation, la valeur recouvrable de la centrale de Senneterre a été établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer la valeur d'utilité, on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des prévisions financières jusqu'à la date d'échéance du contrat de vente d'électricité soit en 2026. Les projections de flux de trésorerie avant impôts ont été actualisées par application d'un taux d'actualisation réel avant impôts de 12,14 %.

## Méthode d'amortissement

Le Fonds a changé de méthode comptable pour les immobilisations corporelles et incorporelles. Les centrales situées au Québec bénéficiant d'un contrat de vente à long terme sont amorties par composante selon la méthode linéaire sous les IFRS alors que sous les PCGR du Canada, elles étaient amorties selon la méthode à intérêts composés de 3 %. De plus, de nouvelles composantes ont été établies sous les IFRS et amorties distinctement. L'impact de ces changements, net du gain reporté, a été de 3 115 000 \$ en augmentation du placement dans le Fonds et ce, en tenant compte de la part de 23,3 % de Boralex dans le Fonds. Les impôts afférents ont été de 822 000 \$.

Les impacts des ajustements à la suite du test de dépréciation et le changement de méthode d'amortissement sont les suivants :

Au 1<sup>er</sup> janvier 2010 :

Placement	(9 717 000 \$)
Passifs d'impôts futurs	(2 566 000 \$)
Bénéfices non répartis	(7 151 000 \$)

## Trimestre clos le 31 mars 2010 :

Placement	36 000 \$
Passifs d'impôts futurs	10 000 \$
Bénéfices non répartis	26 000 \$
Part des résultats du Fonds	(36 000 \$)
Charge d'impôts sur le bénéfice	10 000 \$

## Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

Exercice terminé le 31 décembre 2010 :

Placement	103 000 \$
Passifs d'impôts futurs	17 000 \$
Bénéfices non répartis	86 000 \$

Part des résultats du Fonds	(103 000 \$)
Charge d'impôts sur le bénéfice	17 000 \$

**f) Rémunération à base d'actions**

Selon les PCGR, la Société constatait sa charge de rémunération à base d'actions de façon linéaire et selon les IFRS, la charge de rémunération à base d'actions doit être constatée sur la durée d'acquisition des droits de chaque tranche.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Au 1<sup>er</sup> janvier 2010 :

Passifs d'impôts futurs	(2 000 \$)
Surplus d'apport	(5 000 \$)
Bénéfices non répartis	7 000 \$

Trimestre clos le 31 mars 2010 :

Passifs d'impôts futurs	(33 000 \$)
Surplus d'apport	(123 000 \$)
Bénéfices non répartis	156 000 \$

Charge de rémunération	(123 000 \$)
Charge d'impôts sur le bénéfice	(33 000 \$)

Exercice terminé le 31 décembre 2010 :

Passifs d'impôts futurs	(130 000 \$)
Surplus d'apport	(494 000 \$)
Bénéfices non répartis	624 000 \$

Charge de rémunération	(494 000 \$)
Charge d'impôts sur le bénéfice	(130 000 \$)

**g) Effet de change**

Selon les PCGR du Canada, lorsqu'une entité rembourse partiellement des avances intercompagnies à long terme, considérés comme faisant partie de son investissement net dans une filiale étrangère, un montant proportionnel des écarts de conversion cumulé est réalisé dans les résultats de la période. Selon les IFRS, une entité reconnaît les écarts de conversion cumulés dans les résultats de la période seulement au moment où il y a une disposition quasi-totale de l'investissement net dans la filiale étrangère.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Trimestre clos le 31 mars 2010 :

Bénéfices non répartis	422 000 \$
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(422 000 \$)

Gain de change	(422 000 \$)
----------------	--------------

Exercice terminé le 31 décembre 2010 :

Bénéfices non répartis	3 604 000 \$
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(3 604 000 \$)

Gain de change	(3 604 000 \$)
----------------	----------------

## Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

**h) Impôts sur les débetures convertibles et les intérêts implicites**

Selon les PCGR du Canada, les écarts temporaires entre la composante passif des débetures convertibles et la valeur fiscale sous-jacente ne sont pas comptabilisés à titre d'impôt futur. Selon les IFRS, des impôts futurs sont comptabilisés sur ces écarts temporaires. Par conséquent, des impôts futurs ont été comptabilisés en contrepartie de la composante équité des débetures convertibles.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Exercice terminé le 31 décembre 2010 :

Passifs d'impôts futurs	5 049 000 \$
Composante équité des débetures convertibles	(5 049 000 \$)

**i) Placement dans le Fonds**

Les résultats du Fonds ont été consolidés à compter du 15 septembre 2010 avec une quote-part des actionnaires sans contrôle jusqu'au 30 octobre 2010. L'acquisition du Fonds s'est effectuée en 2 étapes, soit (1) disposition présumée du placement de Boralex dans le Fonds et calcul du gain sur cette disposition, et (2) acquisition de la totalité du Fonds à sa juste valeur et la finalisation de l'allocation du prix d'achat. Les calculs de l'étape 1 ont été refaits en fonction des IFRS. Les résultats de l'étape 2 ont seulement affecté le PPA. Au chapitre des impôts sur le bénéfice relatif à l'exercice d'allocation du prix d'achat, la Société a considéré un taux d'impôt propre à la structure fiscale du Fonds au moment de l'acquisition sans considération pour les versements futurs de distributions anticipés par la direction et ce, conformément aux IFRS. Le 2 novembre 2010, la Société a procédé à la réorganisation de sa structure fiscale incluant les activités originales du Fonds et a procédé à la réévaluation de ses soldes d'impôts futurs afin de refléter le nouveau taux d'impôts sur le bénéfice. En raison de cette réorganisation, la Société a procédé à un test de dépréciation à l'égard de l'écart d'acquisition. À la suite de l'application de ce test, la Société a comptabilisé une dépréciation de l'écart d'acquisition pour un montant de 23 158 000\$.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Exercice terminé le 31 décembre 2010 :

Disposition présumée du placement de Boralex dans le Fonds et calcul du gain sur cette disposition :

Placement (renversement des ajustements IFRS)	(9 614 000 \$)
Passifs d'impôts futurs	2 577 000 \$
Bénéfices non répartis	7 037 000 \$

Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	(9 614 000 \$)
Charge d'impôts sur le bénéfice	2 577 000 \$

Dépréciation de l'écart d'acquisition et recouvrement d'impôts :

Écart d'acquisition	(23 158 000 \$)
Passifs d'impôts futurs	(23 158 000 \$)

Charge d'impôts sur le bénéfice	(23 158 000 \$)
Dépréciation d'écart d'acquisition	23 158 000 \$



## Profil

Boralex est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable totalisant une puissance installée de 700 MW au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France. De plus, Boralex est engagée, seule ou avec ses partenaires européen et canadien, dans des projets énergétiques en développement représentant environ 400 MW additionnels.

Employant près de 350 personnes, Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans trois secteurs de production d'énergie éolienne, hydroélectrique et thermique et ajoutera un nouveau secteur à son portefeuille énergétique par la mise en service prochaine de son premier parc solaire.

Les actions et les débentures convertibles de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX et BLX.DB respectivement.

Pour de plus amples renseignements, visitez [www.boralex.com](http://www.boralex.com) ou [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

# BO

**Siège social**

Boralex inc.  
36, rue Lajeunesse  
Kingsey Falls (Québec)  
JoA1Bo Canada  
T. 819 363-5860  
F. 819 363-5866

**Bureaux d'affaires**

Boralex inc.  
772, rue Sherbrooke Ouest  
Bureau 200  
Montréal (Québec)  
H3A1G1 Canada  
T. 514 284-9890  
F. 514 284-9895

**Boralex S.A.S.**

2, rue Priez  
59 000 Lille  
France  
T. +33 (0)3 28 36 55 02  
F. +33 (0)3 28 36 54 96

[www.boralex.com](http://www.boralex.com)