Demonstrações Contábeis

Alupar Investimento S.A.

31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009

Com Relatório dos Auditores Independentes

Demonstrações Contábeis

Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009

Índice

Relatório da administração 01

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis 29

Demonstrações Contábeis

Balanços patrimoniais 33
Demonstrações dos resultados e resultados abrangentes..... 35
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido 36
Demonstrações dos fluxos de caixa..... 37
Demonstrações do valor adicionado..... 38
Notas explicativas às demonstrações contábeis 39
Declaração dos diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes..... 139
Declaração dos diretores sobre as Demonstrações Financeiras..... 140

Relatório da Administração

Aos Acionistas

A Administração da Alupar Investimento S.A., em atendimento às disposições legais e estatutárias pertinentes, apresenta o relatório da administração e as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, acompanhada do relatório dos auditores independentes. Toda a documentação relativa às contas ora apresentadas estão a disposição dos senhores acionistas, a quem a Diretoria terá o prazer de prestar os esclarecimentos adicionais necessários.

1. Cenário Macroeconômico

O ano de 2011 foi marcado pela instabilidade na economia mundial, diante da crise financeira da Zona do Euro, com o aumento da desconfiança em relação à situação fiscal dos países da União Europeia e da saúde financeira dos principais bancos da Europa, somado ao rebaixamento nas expectativas de crescimento global e da pressão sobre a recuperação dos EUA. Tais fatos desencadearam diversas ações negativas (rebaixamentos) sobre os ratings dos países e bancos daquela região, gerando mais instabilidade no segundo semestre de 2011.

Apesar deste cenário no mercado internacional ter exercido influência na redução da taxa de crescimento do Brasil (PIB cresceu 7,5% em 2010 e estima-se pouco abaixo de 3% em 2011), foi possível que o Comitê de Política Monetária (Copom) reduzisse a taxa Selic ao longo do 2º semestre de 2011, atingindo 12,5% em Julho de 2011 e fechando o ano de 2011 em 11,00% O Conselho Monetário Nacional manteve a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) em 6,00% a.a.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) encerrou 2011 em 5,09%, 6,23% abaixo dos 11,32% registrados em 2010.

O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou 2011 em 6,50%, 0,60% acima dos 5,90% registrados em 2010.

2. Sobre a Alupar

A Alupar Investimento S.A. é uma holding com atuação preponderante no segmento de transmissão e geração de energia elétrica, tendo como objetivo desenvolver e investir em projetos de infraestrutura relacionados ao setor de energia no Brasil e em países da América Latina. Adicionalmente, no segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, a Alupar é a quarta maior Companhia em termos de Receita Anual Permitida (RAP), sendo a maior de controle Nacional Privado.

A expansão da Companhia é calcada em uma grande competência técnica, além de uma forte disciplina financeira, tanto do ponto de vista de qualidade de crédito da Companhia (ratings Aa2.br pela Moody's Investor Services e AA (bra) pela Fitch Ratings), bem como uma profunda filosofia de geração de valor para o acionista. E, seguindo com esses mesmos pilares, para continuar com o seu crescimento sustentável, a Alupar conta hoje com quatro vetores:

- Desenvolvimento de projetos próprios de geração de energia, como PCHs e Eólicas;
- Participação em leilões de UHEs;
- Participação em leilões para os ativos de transmissão; e
- Desenvolvimento de projetos de geração e participação de licitações de transmissão em países da América Latina.

3. Governança Corporativa

A Alupar pauta o desenvolvimento de suas atividades em elevados padrões de governança corporativa, seguindo as práticas utilizadas pelas companhias listadas no segmento de governança Nível 2 da BM&F BOVESPA, e algumas práticas de Novo Mercado, tais como:

- Contratação de auditores independentes para análise de balanços e demonstrativos financeiros, sendo contratados somente para este fim;

- Tag along de 100% para detentores de ações PN;

- Conselho de Administração contendo 20% de Conselheiros Independentes;

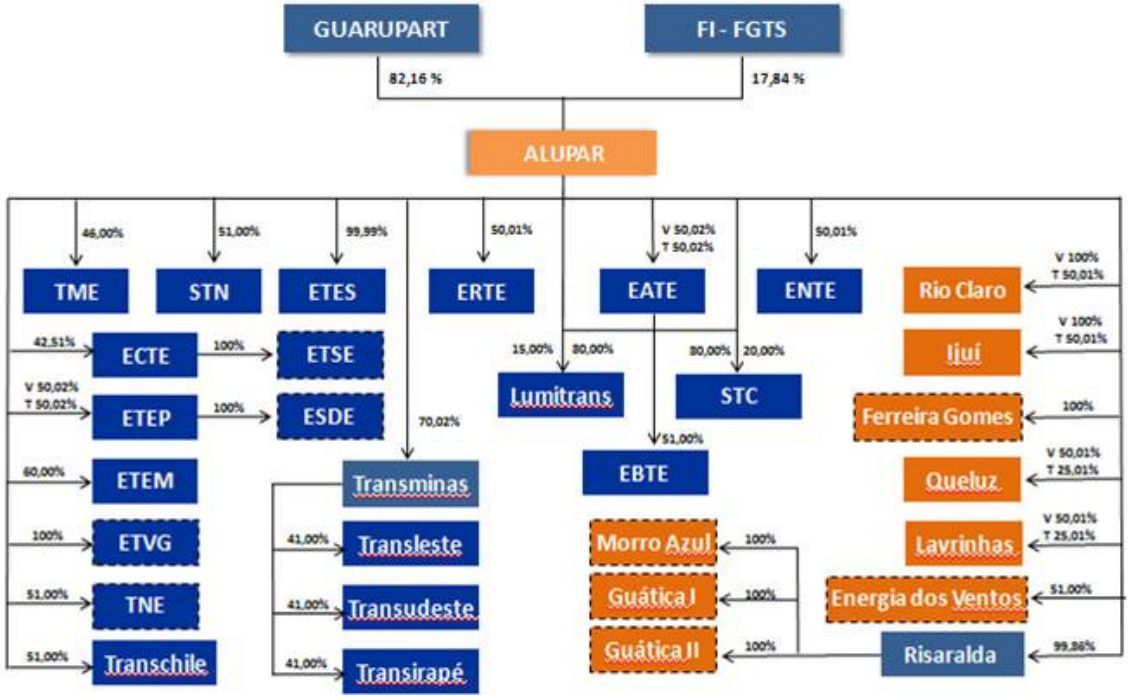
- Existência de Comitê de Governança, Sucessão e Remuneração e de Comitê de Finanças, Auditoria e Contratação de Partes Relacionadas;

- Inexistência no Estatuto Social de mecanismos de proteção à tomada de controle (poison pill);

- Previsão no Estatuto Social de instalação de Conselho Fiscal;

- Resolução de conflitos que possam surgir entre a Companhia, seus acionistas, seus administradores e membros do Conselho Fiscal por meio de arbitragem.

4. Composição Acionária



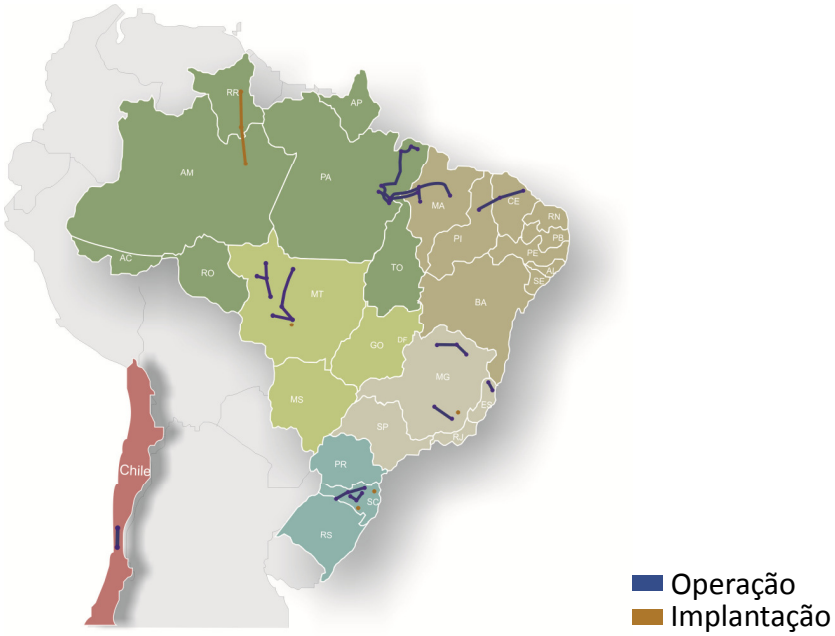
5. Transmissão

A Alupar possui a concessão de 19 sistemas de transmissão, totalizando 5.465 km de linhas de transmissão no Brasil, por meio de concessões com prazo de 30 anos, localizados nas regiões Norte (Amazonas, Roraima e Pará), Nordeste (Maranhão, Piauí e Ceará), Sul (Santa Catarina), Sudeste (Minas Gerais) e Centro-Oeste (Mato Grosso).

A Alupar acredita estar bem posicionada para atuar nos demais países da América Latina. O foco da Companhia é estar nos países da região que demonstrem estabilidade regulatória e jurídica, com baixo risco-país e baixo risco institucional, entre os quais podemos destacar Chile, Peru e Colômbia. Ao longo do ano de 2012, por meio de um acordo válido desde 2007 com a Guarupart, a Alupar deterá o controle de uma empresa de transmissão localizada no Chile (Transchile), tendo em vista que em 2005 (antes da criação da Alupar) a Guarupart - controladora da Alupar - foi pioneira no setor elétrico brasileiro ao vencer a licitação para construir e operar a linha de 200 Km Temuco-Charrua da Transchile.

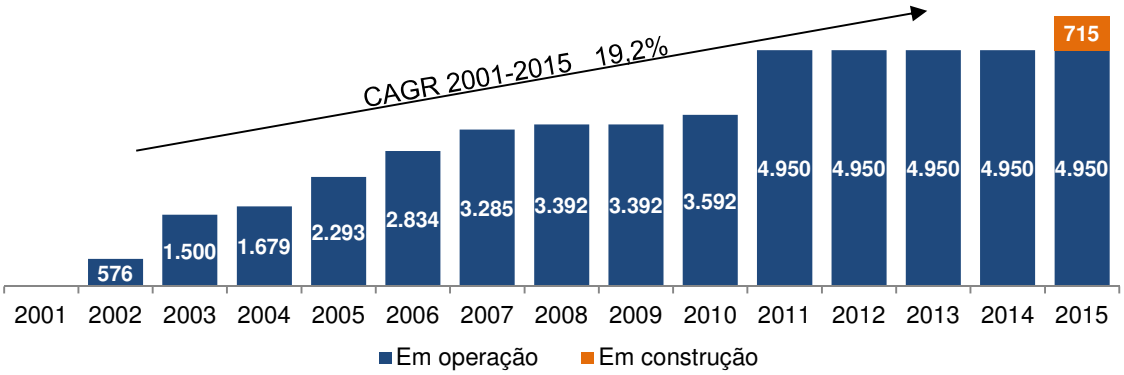
Ao longo do ano de 2011, a Alupar arrematou dois lotes em leilões de transmissão, sendo o primeiro deles no leilão 004/2011 para construção de uma linha de transmissão de 715 km de extensão nos estados do Amazonas e Roraima; e o segundo lote no leilão 006/2011, através de sua controlada ECTE, para construção de duas subestações no estado de Santa Catarina.

Abaixo, segue mapa com a disposição geográfica dos sistemas de transmissão da Alupar.



A Alupar vem crescendo e consolidando cada vez mais sua posição no setor. Com uma política de crescimento consistente e com alta eficiência operacional, a Companhia consegue implantar novas transmissoras com grande eficiência.

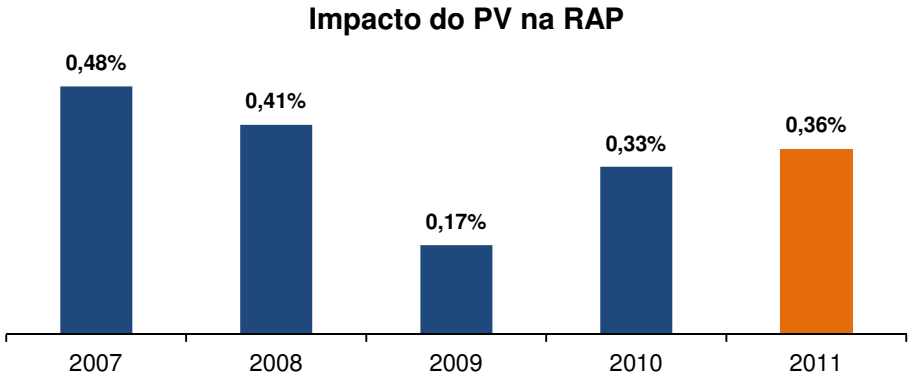
Segue abaixo um gráfico evidenciando o CAGR da extensão de linhas de transmissão de energia das transmissoras da Alupar.



*Considerando a Transchile

Nos últimos anos, suas linhas de transmissão registraram baixos índices de interrupção de energia em relação à média da indústria. De acordo com dados da ONS, a média de interrupção de nossos ativos de transmissão de energia foi de 0,36% considerando os 12 meses de 2011 e de 0,37% entre 01 de Janeiro de 2003 e 31 de Dezembro de 2011, comparado a uma média do segmento de transmissão de 0,66% no mesmo período, o que comprova nossa competência técnica e operacional para desenvolver e operar sistemas de transmissão.

O gráfico que segue é um indicador de porcentagem de desconto na RAP pelas interrupções nos ativos de transmissão, e nos mostra que na comparação do ano de 2011 para o ano de 2010, houve uma elevação de 0,03% para 0,36% de desconto na RAP.



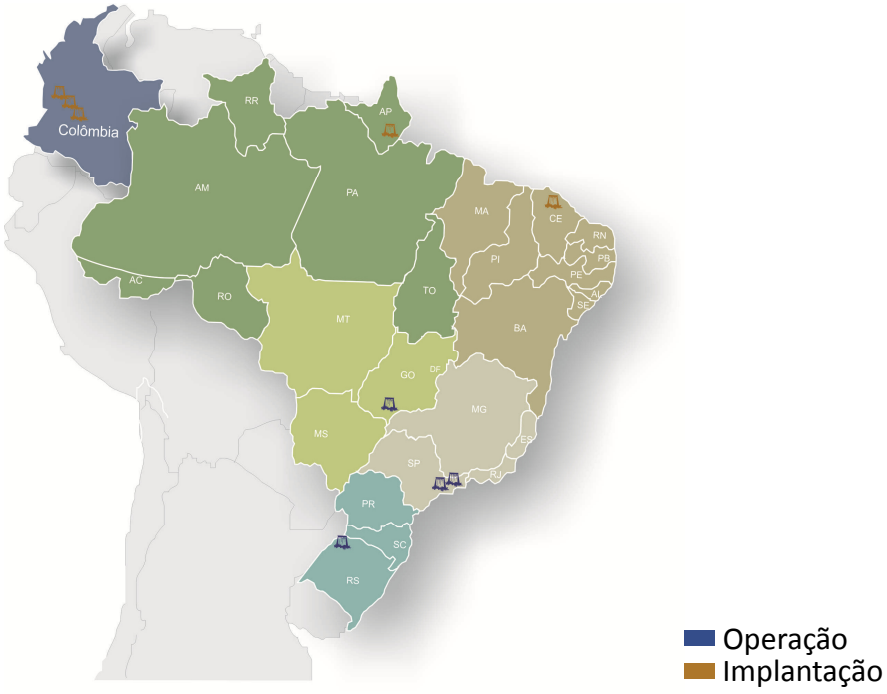
6. Geração

Nos anos de 2005 e 2006, a Alupar entrou no segmento de geração de energia elétrica quando foi vencedora em licitações de duas Usinas Hidrelétricas (UHEs Foz do Rio Claro e Ijuí) totalizando 119,4 MW de capacidade instalada, seguido da aquisição dos direitos de implantação de mais duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs Queluz e Lavrinhas), cada uma com 30 MW no estado de São Paulo. Em 2010, a Companhia foi vencedora no leilão 003/2010 realizado pela ANEEL, cujo objeto foi a concessão da usina Ferreira Gomes localizada no estado do Amapá, com capacidade instalada de 252 MW. Em 2011, a Companhia adquiriu autorização para implantação das PCHs Guática I, Guática II e Morro Azul, na Colômbia, totalizando 28,0 MW. Já ao final de 2011, a Alupar contratou no leilão de geração 07/2011 realizado pela ANEEL, 204,4 MW de potência instalada de um complexo de 10 parques eólicos, no estado do Ceará, para entrega a partir de janeiro de 2016.

Segue abaixo relação dos parques eólicos:

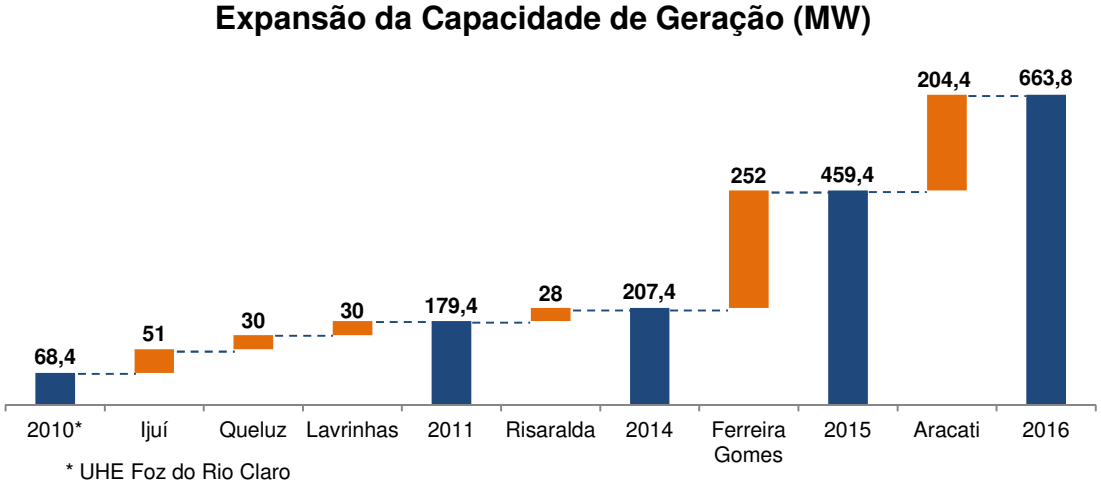
Parque	Capacidade Instalada	Parque	Capacidade Instalada
1 - Goiabeira	19,2 MW	6 - Jandaia I	19,2 MW
2 - Ventos de Horizonte	14,4 MW	7 - Nossa Senhora de Fátima	28,8 MW
3 - Jandaia	28,8 MW	8 - Pitombeira	27,0 MW
4 - São Januário	19,2 MW	9 - Santa Catarina	16,0 MW
5 - Ubatuba	12,6 MW	10 - São Clemente	19,2 MW

Segue mapa com a disposição geográfica das geradoras da Alupar.



O volume de energia vendida em 2011 alcançou 976,32 GWh, resultado da produção de energia das UHEs Foz do Rio Claro e Ijuí e da entrada em operação das PCHs Queluz e Lavrinhas.

O gráfico a seguir apresenta a expansão da capacidade de geração até 2016.



7. Gestão de Pessoas

Nossos colaboradores são considerados parceiros estratégicos na superação das metas definidas pela Alupar, e nosso principal desafio é a manutenção deste importante capital - o ser humano.

A Alupar é uma empresa que está permanentemente preocupada com o bem estar de seus colaboradores e por este motivo desenvolveu uma Política de Benefícios que se insere na Gestão Integrada de Recursos Humanos, tendo uma abordagem que agregue valor ao negócio da Companhia.

Esta Política visa promover o reconhecimento e integração entre os colaboradores, objetivando o crescimento e a valorização do capital humano da Companhia.

Para cumprir seus objetivos a área de RH dirige seus esforços:

- No desenvolvimento e retenção de pessoas chave;

- Na preparação dos Gestores para a Gestão de pessoas;

- Na Gestão do Clima e estabelecimento de planos de monitoramento de projetos de melhoria do clima.

8. Responsabilidade socioambiental

A Alupar tem um comprometimento social e acredita na construção de uma sociedade mais justa e humana. Desta forma, esta engajada no desenvolvimento de projetos sociais que levam melhorias significativas às vidas dos membros das comunidades onde atua: tais como centros voltados à criação artística, incentivo cultural e desenvolvimento social.

Nesse sentido, visando minimizar e acompanhar as interferências que seus empreendimentos podem gerar na vida dos membros das comunidades onde está inserida, a Companhia desenvolve ações educativas e informativas, abrangendo tanto questões de saúde pública quanto questões ambientais.

	Consolidado											
	31/12/2011				31/12/2010				31/12/2009			
Base de cálculo												
Receita líquida (RL)	1.213.645				935.731				772.179			
Lucro operacional (LO)	840.594				691.842				659.205			
Folha de pagamento bruta (FPB)	48.967				29.939				24.656			
Valor adicionado total (VAT)	956.271				824.442				729.204			
		% sobre				% sobre				% sobre		
Indicadores sociais internos		**FPB**	**RL**	**VAT**		**FPB**	**RL**	**VAT**		**FPB**	**RL**	**VAT**
Encargos sociais compulsórios	14.716	30,05%	1,21%	1,54%	9.443	31,54%	1,01%	1,15%	6.732	22,49%	0,72%	0,82%
Assistência Médica e Vale Transporte	2.345	4,79%	0,19%	0,25%	1.946	6,50%	0,21%	0,24%	1.433	4,79%	0,15%	0,17%
Previdência Privada	1.357	2,77%	0,11%	0,14%	1.038	3,47%	0,11%	0,13%	822	2,75%	0,09%	0,10%
Educação	366	0,75%	0,03%	0,04%	243	0,81%	0,03%	0,03%	217	0,72%	0,02%	0,03%
Auxílio alimentação	1.609	3,29%	0,13%	0,17%	1.098	3,67%	0,12%	0,13%	750	2,51%	0,08%	0,09%
Outros	1.241	2,53%	0,10%	0,13%	277	0,93%	0,03%	0,03%	268	0,90%	0,03%	0,03%
	21.634	44,18%	1,78%	2,26%	14.045	46,91%	1,50%	1,70%	10.222	34,14%	1,09%	1,24%
		% sobre				% sobre				% sobre		
Indicadores sociais externos		**LO**	**RL**	**VAT**		**LO**	**RL**	**VAT**		**LO**	**RL**	**VAT**
Doações e contribuições	427	0,05%	0,04%	0,04%	880	0,13%	0,09%	0,11%	1.133	0,16%	0,12%	0,14%
Projetos de incentivo à cultura	3.111	0,37%	0,26%	0,33%	2.799	0,40%	0,30%	0,34%	2.286	0,33%	0,24%	0,28%
Pesquisa e desenvolvimento tecnológico	9.368	1,11%	0,77%	0,98%	6.158	0,89%	0,66%	0,75%	1.729	0,25%	0,18%	0,21%
Tributos excluídos encargos sociais	127.250	15,14%	10,48%	13,31%	33.087	4,78%	3,54%	4,01%	105.610	15,27%	11,29%	12,81%
	140.156	16,67%	11,55%	14,66%	42.924	6,20%	4,59%	5,21%	110.758	16,01%	11,84%	13,43%
		% sobre				% sobre				% sobre		
Indicadores ambientais		**LO**	**RL**	**VAT**		**LO**	**RL**	**VAT**		**LO**	**RL**	**VAT**
Investimentos relacionados à atividade da empresa												
Projetos de preservação ambiental	6.990	0,83%	0,58%	0,73%	2.046	0,30%	0,22%	0,25%	2.558	0,37%	0,27%	0,31%
Projetos de educação ambiental em comunidades	189	0,02%	0,02%	0,02%	331	0,05%	0,04%	0,04%	484	0,07%	0,05%	0,06%
Licenças ambientais	6.984	0,83%	0,58%	0,73%	277	0,04%	0,03%	0,03%	2.111	0,31%	0,23%	0,26%
Desapropriações de terras	-	0,00%	0,00%	0,00%	490	0,07%	0,05%	0,06%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Manejo de vegetação	2.368	0,28%	0,20%	0,25%	2.029	0,29%	0,22%	0,25%	446	0,06%	0,05%	0,05%
	16.531	1,97%	1,36%	1,73%	5.173	0,75%	0,55%	0,63%	5.599	0,81%	0,60%	0,68%
Indicadores do corpo funcional												
Empregados no final do período	502				367				308			
Escolaridade dos empregados												
Superior e extensão universitária	345				250				209			
2º Grau	156				117				99			
Faixa etária dos empregados												
Abaixo de 30 anos	148				99				101			
De 30 até 45 anos	168				159				114			
Acima de 45 anos	186				104				93			
Admissões durante o ano	127				103				104			
Mulheres que trabalham na empresa	124				104				100			
Negros que trabalham na empresa	11				13				14			
Portadores de deficiências físicas	-				-				-			
Estagiários	11				6				8			
Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial												
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	**15,65**				**9,76**				**7,54**			
Acidentes de trabalho	**1**				**1**				**-**			

9. Desempenho Operacional - 2011

Principais destaques:

- **Receita Bruta Ajustada atinge R$ 1.052,3 milhões em 2011, 20,2% superior aos R$ 875,8 milhões registrados em 2010;**

- **EBITDA atinge R$ 762,0 milhões em 2011, 15,9% superior aos R$ 657,3 milhões registrados em 2010;**

- **Transmissora TME entra em operação comercial dentro do cronograma da ANEEL e a Transmissora ETEM entra em operação comercial 3 meses antes do prazo estabelecido pela ANEEL;**

- **Crescimento através da participação nos leilões de transmissão e geração e aquisições: (I) Vencedora, através do Consórcio Boa Vista, do lote A do leilão 004/2011 para construção de uma linha de transmissão de 715 km no Norte do país em setembro de 2011; (II) Vencedora, através da subsidiária ECTE, do lote D do leilão 006/2011 para construção de duas subestações em Santa Catarina em dezembro de 2011; (III) Vendedora, através de um consórcio com Furnas, de 204,4 MW de energia eólica em dezembro de 2011; (IV) Aquisição de participação em 3 PCHs na Colômbia através da Risaralda Energia em outubro de 2011;**

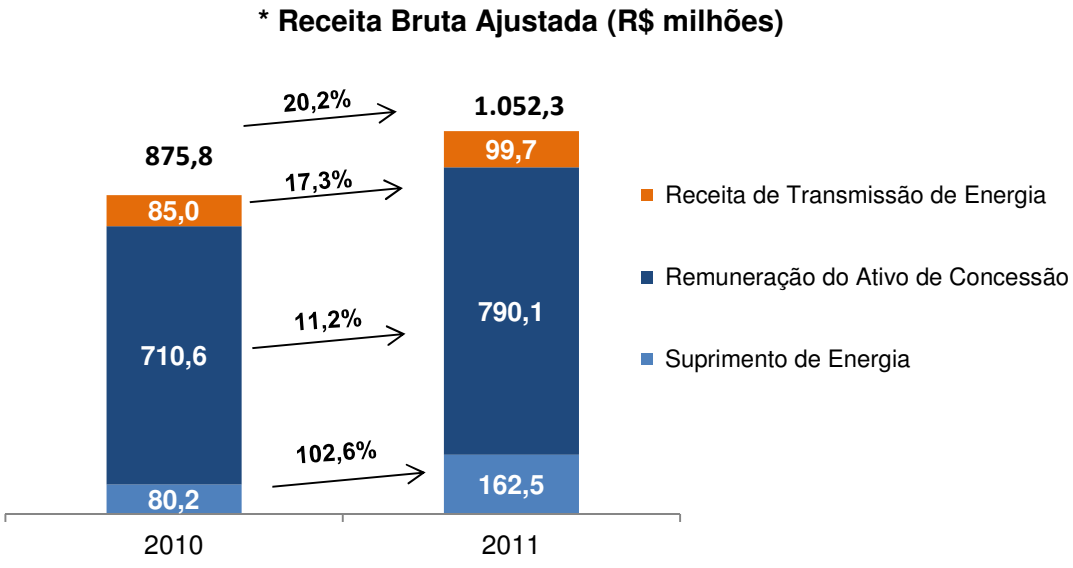
- **Quitação da 1ª Emissão de Debêntures da Companhia em 2011.**

- **Aumento de participação em 2011 nas empresas EATE (38,01% em 2010 - 50,02% em 2011) e ECTE (40,01% em 2010 - 42,51% em 2011). O valor total gasto para aquisição das participações foi de R$ 9,8 milhões.**

9.1 Receita Operacional

A Alupar e suas controladas auferiram Receita Bruta Ajustada de R$ 1.052,3 milhões em 2011, representando um crescimento de 20,2% ante os R$ 875,8 milhões registrados em 2010. Quando analisamos a Receita Bruta Total da Companhia, verificamos que em 2011 houve um crescimento de 29,3% em relação a 2010. Contudo esse aumento de receita bruta total superior ao valor da receita bruta ajustada se deve unicamente pelo fato de que, de acordo com as normas do IFRS, todo volume de investimentos (Capex) efetuados pelas nossas empresas de transmissão são contabilizados como receita. Por se tratar de investimentos e não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (o mesmo valor da receita é excluído no Custo dos serviços Prestados), por razões analíticas, desconsideramos esse efeito nas receitas da Companhia, conforme detalhado abaixo:

Receita Bruta Ajustada (R$ MM)			
	2010	2011	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	85,0	99,7	17,30%
Receita de Infraestrutura	122,3	237,9	94,61%
Remuneração do Ativo de Concessão	710,6	790,1	11,19%
Suprimento de Energia	80,2	162,5	102,56%
Receita Bruta - IFRS	998,1	1.290,2	29,27%
Exclusão da Receita de Infraestrutura	122,3	237,9	94,61%
Receita Bruta Ajustada	875,8	1.052,3	20,15%



9.1.1 A variação positiva de 20,2% ocorrida na Receita Bruta Ajustada de 2011 é explicada:

- Pelo aumento de 11,2% da Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, totalizando R$ 790,1 milhões em 2011 ante R$ 710,6 milhões em 2010. Este aumento é decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras: ETEM, TME, EBTE, EATE, ETES e STN, que elevaram o saldo dos ativos financeiros impulsionando as receitas de remuneração destes ativos.

Pelo aumento de R$ 14,7 milhões na Receita de Transmissão de Energia, atingindo R$ 99,7 milhões em 2011, ante R$ 85,0 milhões em 2010.

- Pelo aumento de 102,6% da Receita de Suprimento de Energia para R$ 162,5 milhões em 2011, ante R$ 80,2 milhões em 2010, principalmente devido ao início do suprimento / fornecimento de energia elétrica das PCHs Queluz e Lavrinhas em 1º de Julho e 1º de Novembro de 2010 respectivamente, que totalizaram R$ 72,1 milhões em 2011 ante R$ 20,8 milhões em 2010, e pelo afastamento da Resolução Normativa nº 165 da ANEEL, a UHE São José deu-se ao direito de recalcular as perdas de janeiro de 2010 a abril de 2011, seguindo a nova regra estabelecida pela CCEE (preço médio), gerando uma receita adicional de R$ 13,7 milhões em agosto de 2011.

Segue abaixo tabela com a energia vendida e o preço médio:

2011	Foz	Ijuí	Queluz	Lavrinhas
Energia Comercializada (GWh)	341,64	262,80	183,96	183,96
Preço Médio (R$)	136,35	113,83	186,11	186,11
Volume Excedente (GWh)	0,00	0,00	16,55	12,59
Preço Médio Excedente (R$)	0,00	0,00	40,40	27,00
Impostos – *Gross Up* (R$ MM)	0,00	0,00	1,26	0,88
Outros (R$ MM)	(0,20)	14,06 *	0,15	0,30
Receita de Suprimento de Energia (R$ MM)	46,4	44,0	36,3	35,8

* Em maio de 2011, ocorreu o afastamento da Resolução Normativa nº 165 da ANEEL, o que permitiu a Ijuí recalcular as perdas ocorridas no período entre janeiro de 2010 e abril de 2011, sendo este valor creditado em agosto de 2011.

Quando analisamos a Receita Bruta (IFRS), verificamos que esta atingiu R$ 1.290,2 milhões em 2011, uma variação positiva de 29,2% se comparado aos R$ 998,1 milhões registrados em 2010. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima pela:

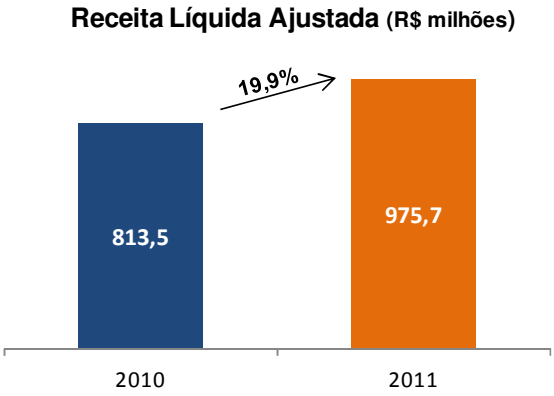
- Aumento de R$ 115,6 milhões na Receita de Infraestrutura, que atingiu R$ 237,9 milhões em 2011, ante R$ 122,3 milhões registrados em 2010. Este aumento é decorrente dos investimentos que ocorreram nas transmissoras em 2011, conforme detalhado na tabela baixo:

Empresas	Receita de Infraestrutura (R$ MM)		
	2011	2010	Var
ETEM	66,3	12,3	54,0
TME	70,6	42,3	28,3
ESDE	10,3	1,7	8,6
ETVG	7,0	0,0	7,0
EBTE	63,1	36,3	26,8
ERTE	12,5	0,8	11,7
ETES	0,0	16,6	(16,6)
Outros	8,1	12,3	(4,2)
Total	**237,9**	**122,3**	**115,6**

9.1.2 Deduções da receita bruta

- As deduções que incidem sobre a Receita Bruta da Alupar e suas controladas são: PIS, COFINS, P&D, RGR e ICMS. Na comparação entre 2011 e 2010, nota-se que as deduções apresentaram variação positiva de 22,8%, totalizando R$ 76,5 milhões em 2011 ante R$ 62,3 milhões em 2010, e somado aos fatores apresentados acima, observa-se um aumento de 19,9 % na Receita Líquida ajustada dos efeitos da Receita de Infraestrutura, que atingiu R$ 975,7 milhões em 2011 ante R$ 813,5 milhões registrados em 2010.

Receita Líquida Ajustada (R$ MM)			
	2010	2011	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	85,0	99,7	17,3%
Receita de Infraestrutura	122,3	237,9	94,6%
Remuneração do Ativo de Concessão	710,6	790,1	11,2%
Suprimento de Energia	80,2	162,5	102,6%
Receita Bruta - IFRS	998,1	1.290,2	29,3%
Exclusão da Receita de Infraestrutura	122,3	237,9	94,6%
Receita Bruta Ajustada	875,8	1.052,3	20,2%
Deduções	62,3	76,5	22,8%
Receita Líquida Ajustada	813,5	975,7	19,9%



9.2 Custos

9. 2.1 Em 2011, os Custos Operacionais fecharam em R$ 373,1 milhões, 53,0% superior aos R$ 243,9 milhões apurados em 2010.

Custos e Despesas Operacionais R$ (MM)			
	2010	2011	Var. %
Custos Operacionais			
Custo dos Serviços Prestados	58,2	65,1	11,8%
Energia Comprada para Revenda	60,5	46,4	-23,3%
Custo de Infraestrutura	122,3	237,9	94,6%
Depreciação / Amortização	2,9	23,6	705,8%
Total	**243,9**	**373,1**	**53,0%**

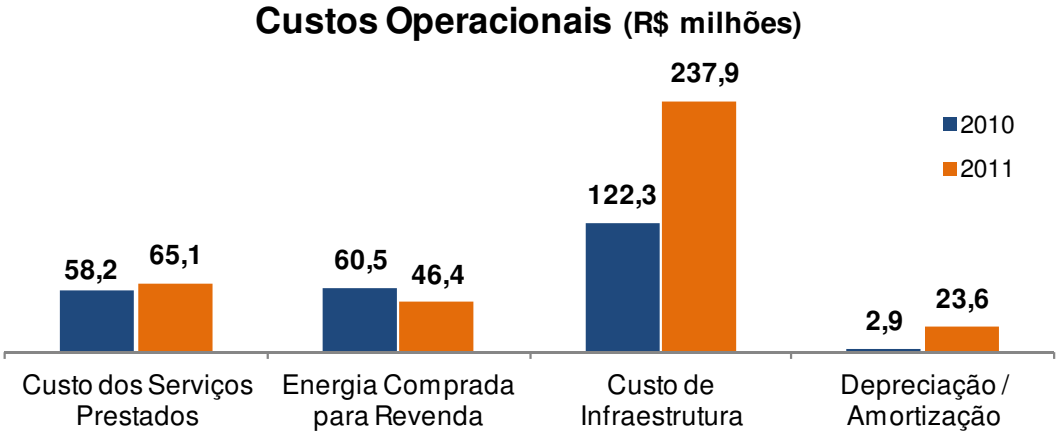
Essa variação ocorrida no período é explicada:

- Pelo aumento de R$ 6,9 milhões no Custo dos Serviços Prestados, atingindo R$ 65,1 milhões em 2011, ante R$ 58,2 milhões em 2010. Este aumento é decorrente do início da operação das usinas Queluz e Lavrinhas, e das transmissoras EBTE e TME que durante a construção tinham estes custos capitalizados, e após a entrada em operação, estes passaram a ser contabilizados nas demonstrações de resultados.

- Pela redução de R$ 14,1 milhões no custo de Energia Comprada para Revenda, atingindo R$ 46,4 milhões em 2011, contra R$ 60,5 milhões em 2010. Esta redução é decorrente principalmente da entrada em operação das geradoras Foz do Rio Claro e Ijuí que deixaram de comprar energia para atender seus contratos de venda de energia.

- Pelo aumento de R$ 115,6 milhões no Custo de Infraestrutura (investimentos), que atingiu R$ 237,9 milhões em 2011, contra R$ 122,3 milhões apurados em 2010. Conforme já comentado no item 1, essa conta de Custo de Infraestrutura tem o mesmo valor contabilizado na Receita Bruta e sua variação é provocada pelos mesmos valores já descritos anteriormente.

• Pelo aumento de R$ 20,7 milhões no custo de Depreciação e Amortização, atingindo R$ 23,6 milhões em 2011, ante R$ 2,9 milhões em 2010. Este aumento é decorrente da entrada em operação das usinas Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas, que, passam a ter seus ativos depreciados / amortizados quando do inicio de suas operações. As transmissoras não contribuem para esta conta, dado que, após a adoção do IFRS, passaram a ser contabilizadas como ativo financeiro, não sendo, portanto, depreciadas ou amortizadas.



9.3 Despesas Operacionais

9.3.1 Em 2011, as Despesas Operacionais totalizaram em R$ 102,2 milhões, 172,9% superior aos R$ 37,4 milhões apurados em 2010.

Custos e Despesas Operacionais R$ (MM)			
	2010	2011	Var. %
Despesas Operacionais			
Administrativas e Gerais	27,0	45,1	67,2%
Pessoal	19,2	28,7	49,6%
Honorários da Diretoria e Administração	10,3	12,4	21,0%
Outros	(18,9)	16,0	-184,7%
Total	**37,4**	**102,2**	**172,9%**

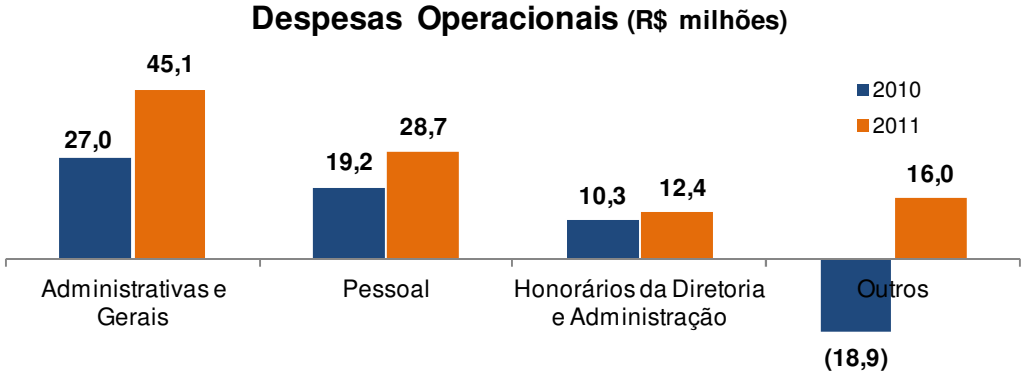
Essa variação ocorrida no período é explicada:

• Pelo aumento de R$ 18,1 milhões nas Despesas Administrativas e Gerais, devido principalmente ao início da operação das usinas Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas, que durante a construção tinham essas despesas capitalizadas, e após a entrada em operação, estas passaram a ser contabilizadas nas demonstrações de resultados, desta forma, apresentaram um aumento de R$ 13,1 milhões. Além disso, houve um aumento de R$ 2,6 milhões nas despesas na Holding devido ao crescimento da Companhia.

- Pelo aumento de R$ 9,5 milhões nas Despesas com Pessoal, devido principalmente ao início da operação das usinas Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas, que durante a construção tinham essas despesas capitalizadas, e após a entrada em operação, estas passaram a ser contabilizadas nas demonstrações de resultados, desta forma, apresentaram um aumento de R$ 4,6 milhões. Além disso houve um aumento de R$ 2,9 milhões nas despesas na Holding devido ao crescimento da Companhia.

- Pelo aumento de R$ 2,1 milhões nas Despesas com Honorários da Diretoria e Administração.

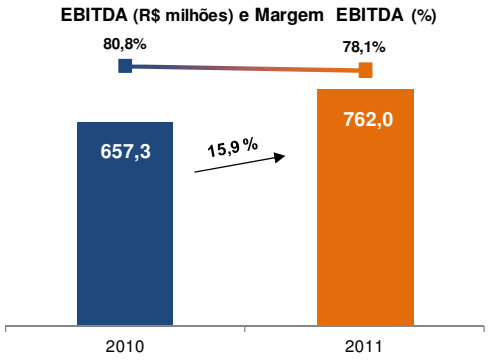
- Pelo aumento de R$ 34,9 milhões no resultado da conta Outras Despesas / Receitas, que apresentava um saldo positivo de R$ 18,9 milhões em 2010 ante um saldo negativo de R$ 16,0 milhões em 2011.

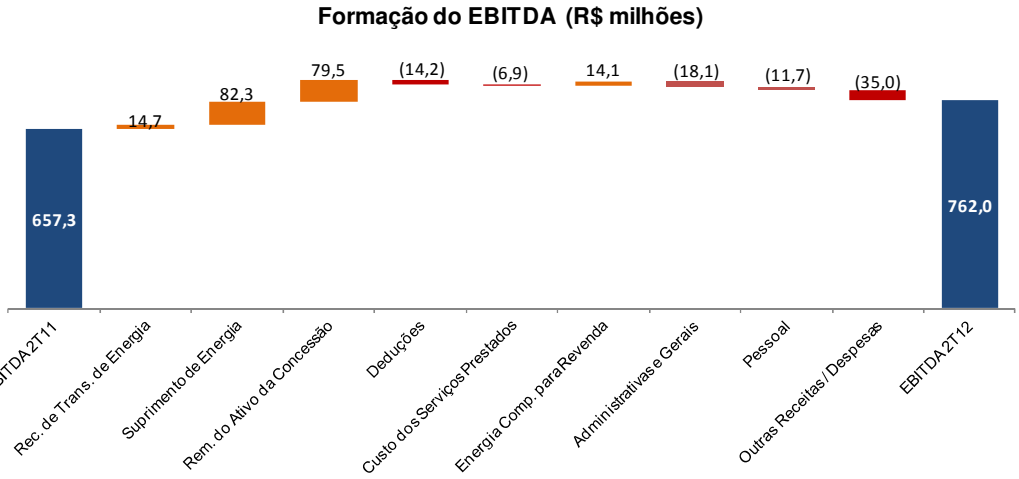


9.4 EBITDA

9.4.1 Em 2011, o EBITDA alcançou R$ 762,0 milhões, com crescimento de 15,9% se comparado aos R$ 657,3 milhões registrados em 2010. Já a Margem de EBITDA ajustada pela exclusão da Receita de Infraestrutura atingiu 78,1% em 2011, comparada a uma Margem de EBITDA ajustada de 80,8% em 2010. Esta variação é decorrente principalmente do aumento das receitas de suprimento de energia, que atingiu R$ 162,5 milhões em 2011, ante R$ 80,2 milhões em 2010 e da receita de remuneração do ativo da concessão, que registrou R$ 790,1 milhões em 2011 ante R$ 710,6 milhões em 2010, somado a queda nos custos, principalmente devido a queda no custo de energia comprada para revenda que alcançou R$ 46,4 milhões, com queda de 23,3% se comparado a 2010 (R$ 60,5 milhões).

EBITDA (R$ MM)			
	2010	2011	Var. %
Receita Bruta Ajustada	875,8	1052,3	20,2%
Deduções	62,3	76,5	22,8%
Receita Líquida Ajustada	813,5	975,7	19,9%
Custos Operacionais	(118,7)	(111,5)	-6,1%
Despesas Operacionais	(37,4)	(102,2)	172,9%
EBITDA	657,3	762,0	15,9%
Margem EBITDA	80,8%	78,1%	-2,7%



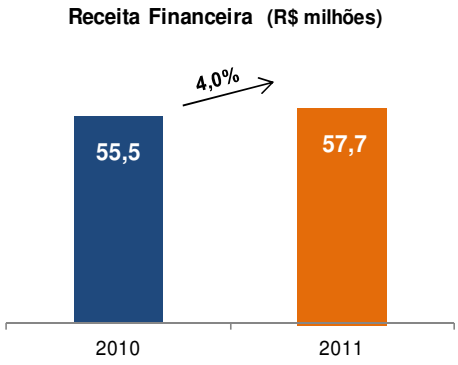


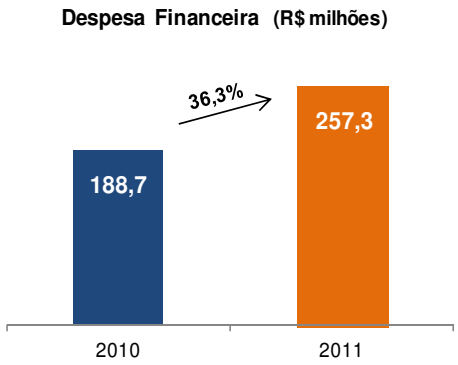
9.5 Resultados Financeiros

9.5.1 Em 2011, os Resultados Financeiros atingiram R$ -199,6 milhões ante R$ -133,2 milhões em 2010, o que representa uma variação negativa de 49,8%. Esta variação decorre principalmente do aumento das despesas financeiras que atingiram R$ 257,3 milhões em 2011, ante R$ 188,7 milhões em 2010. Neste sentido esclarecemos que:

- Dada a entrada em operação das usinas Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas e das transmissoras EBTE, ETEM e TME as despesas financeiras, que eram capitalizadas durante a construção, passaram a ser contabilizadas no resultado após a entrada em operação, decorrendo em uma variação negativa de R$ 51,6 milhões nas despesas financeiras, que atingiram R$ 66,6 milhões em 2011, ante R$ 15,0 milhões em 2010.

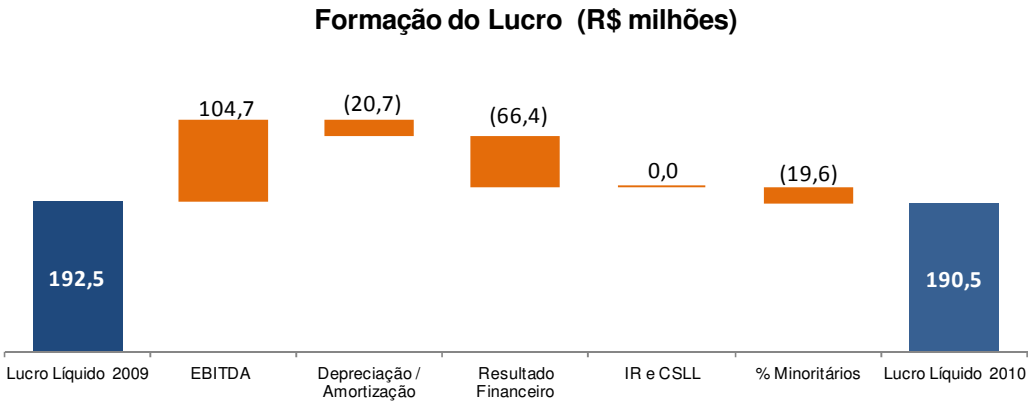
- Na Holding, a terceira emissão de debêntures, no valor de R$ 150 milhões de reais, a taxa de remuneração de CDI + 1,85%, ocorrida em dezembro de 2010, provocou, no ano de 2011, um aumento nas despesas financeiras da Companhia no valor de R$ 19,4 milhões.





9.6 Lucro Líquido

9.6.1 O lucro líquido de 2011 totalizou R$ 190,5 milhões, em linha aos R$ 192,5 milhões obtidos em 2010.



10. Desempenho Operacional - 2010

Principais destaques:

- **Receita Bruta Ajustada atinge R$ 875,8 milhões em 2010, 14,6% superior aos R$ 764,1 milhões registrados em 2009.**

- **EBITDA atinge R$ 657,3 milhões em 2010, 7,2% superior aos R$ 613,4 milhões registrados em 2009.**

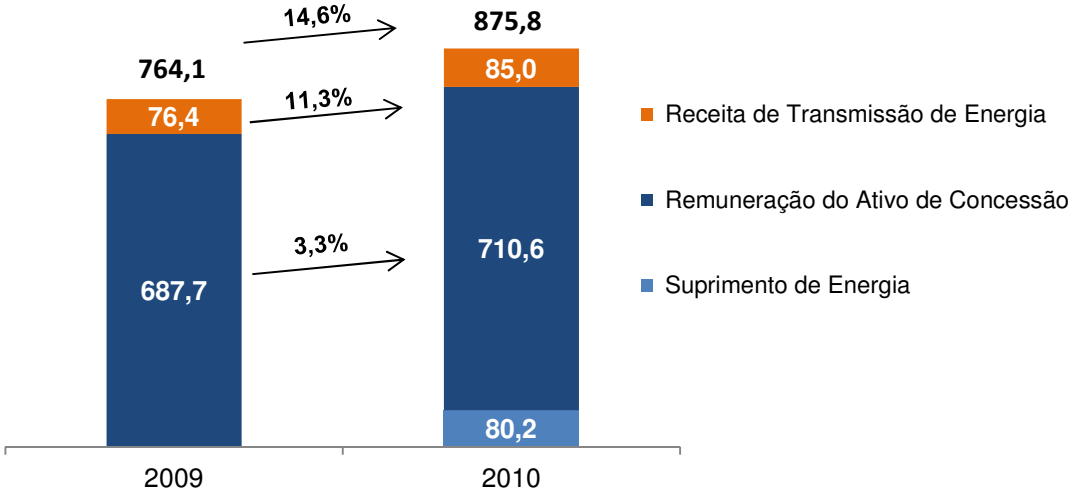
- **Lucro Líquido atinge R$ 192,5 milhões em 2010, 39,3% superior aos R$ 138,2 milhões registrados em 2009**

10.1 Receita Operacional

A Alupar e suas controladas auferiram Receita Bruta Ajustada de R$ 875,8 milhões em 2010, representando um crescimento de 14,6% ante os R$ 764,1 milhões registrados em 2009. Quando analisamos a Receita Bruta Total da Companhia, verificamos que em 2010 houve um crescimento de 20,7% em relação a 2009. Contudo esse aumento de receita bruta total superior ao valor da receita bruta ajustada se deve unicamente pelo fato de que, de acordo com as normas do IFRS, todo volume de investimentos (Capex) efetuados pelas nossas empresas de transmissão são contabilizados como receita. Por se tratar de investimentos e não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (o mesmo valor da receita é excluído no Custo dos serviços Prestados), por razões analíticas, desconsideramos esse efeito nas receitas da Companhia, conforme detalhado abaixo:

Receita Bruta Ajustada (R$ MM)			
	2009	2010	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	76,4	85,0	11,27%
Receita de Infraestrutura	63,0	122,3	93,98%
Remuneração do Ativo de Concessão	687,7	710,6	3,33%
Suprimento de Energia	0,0	80,2	-
Receita Bruta - IFRS	827,1	998,1	20,67%
Exclusão da Receita de Infraestrutura	63,0	122,3	93,98%
Receita Bruta Ajustada	764,1	875,8	14,63%

*** Receita Bruta Ajustada (R$ milhões)**



10.1.1 A variação positiva de 14,6% ocorrida na Receita Bruta Ajustada de 2010 é explicada:

- Pelo aumento de 3,3% da Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, totalizando R$ 710,6 milhões em 2010 ante R$ 687,7 milhões em 2009. Este aumento é decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras, que elevaram o saldo dos ativos financeiros impulsionando as receitas de remuneração destes ativos.

- Pelo aumento de R$ 80,2 ,milhões na receita de suprimento de energia, devido a entrada em operação comercial das geradoras Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas.

Quando analisamos a Receita Bruta (IFRS), verificamos que esta atingiu R$ 998,1 milhões em 2010, uma variação positiva de 20,7% se comparado aos R$ 827,1 milhões registrados em 2009. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima pela:

- Pelo aumento de 3,3% da Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, totalizando R$ 710,6 milhões em 2010 ante R$ 687,7 milhões em 2009. Este aumento é decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras, que elevaram o saldo dos ativos financeiros impulsionando as receitas de remuneração destes ativos.

- Pelo aumento de R$ 80,2 ,milhões na receita de suprimento de energia, devido a entrada em operação comercial das geradoras Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas.

Quando analisamos a Receita Bruta (IFRS), verificamos que esta atingiu R$ 998,1 milhões em 2010, uma variação positiva de 20,7% se comparado aos R$ 827,1 milhões registrados em 2009. Esta variação é explicada, além dos fatores mencionados acima pela:

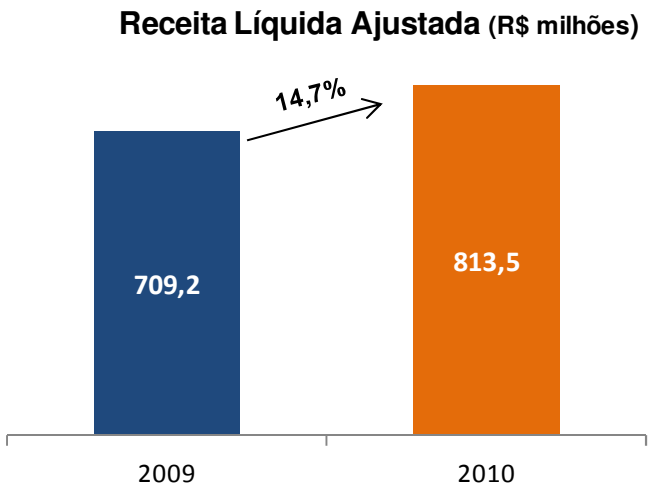
- Aumento de R$ 59,3 milhões na Receita de Infraestrutura, que atingiu R$ 122,3 milhões em 2010, ante R$ 63,0 milhões registrados em 2009. Este aumento é decorrente dos investimentos, nas transmissoras EBTE, ESDE, ETES, TME e ETEM, que ocorreram ao longo de 2010, conforme detalhado na tabela abaixo:

Receita de Infraestrutura (R$ MM)			
	2009	2010	Var
EBTE	33,3	36,3	3,0
ESDE	0,2	1,7	1,5
ETES	9,2	16,6	7,4
TME	0,2	42,3	42,1
ETEM	0,0	12,3	12,3
Outros	20,1	13,1	-7,0
Total	63,0	122,3	59,3

10.1.2 Deduções da receita bruta

- As deduções que incidem sobre a Receita Bruta da Alupar e suas controladas são: PIS, COFINS, P&D, RGR e ICMS. Na comparação entre 2010 e 2009, nota-se que as deduções apresentaram variação positiva de 13,5%, totalizando R$ 62,3 milhões em 2010 ante R$ 54,9 milhões em 2009, e somado aos fatores apresentados acima, observa-se um aumento de 14,7 % na Receita Líquida ajustada dos efeitos da Receita de Infraestrutura, que atingiu R$ 813,5 milhões em 2010 ante R$ 709,2 milhões registrados em 2009.

Receita Líquida Ajustada (R$ MM)			
	2009	2010	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	76,4	85,0	11,3%
Receita de Infraestrutura	63,0	122,3	94,0%
Remuneração do Ativo de Concessão	687,7	710,6	3,3%
Suprimento de Energia	0,0	80,2	-
Receita Bruta - IFRS	827,1	998,1	20,7%
Exclusão da Receita de Infraestrutura	63,0	122,3	94,0%
Receita Bruta Ajustada	764,1	875,8	14,6%
Deduções	54,9	62,3	13,5%
Receita Líquida Ajustada	709,2	813,5	14,7%



10.2 Custos

10.2.1 Em 2010, os Custos Operacionais fecharam em R$ 243,9 milhões, 115,9% superior aos R$ 113,0 milhões apurados em 2009.

Custos Operacionais R$ (MM)			
	2009	2010	Var. %
Custos Operacionais			
Custo dos Serviços Prestados	49,9	58,2	16,6%
Energia Comprada para Revenda	0,0	60,5	-
Custo de Infraestrutura	63,0	122,3	94,0%
Depreciação / Amortização	0,0	2,9	-
Total	**113,0**	**243,9**	**115,9%**

Essa variação ocorrida no período é explicada:

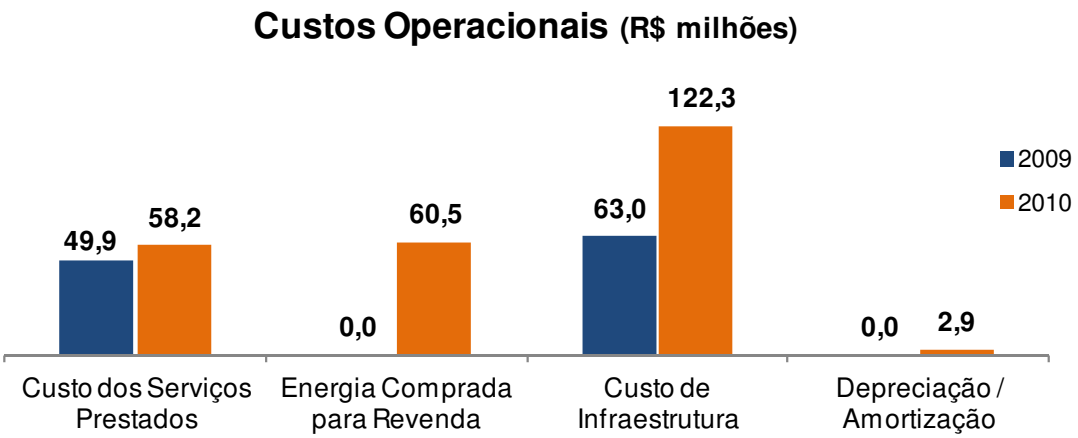
- Pelo aumento de R$ 8,3 milhões no Custo dos Serviços Prestados, atingindo R$ 58,2 milhões em 2010, ante R$ 49,9 milhões em 2009, devido principalmente a entrada em operação da UHE Foz do Rio Claro em 2010.

- Pelo aumento de R$ 60,5 milhões no custo de Energia Comprada para Revenda, que atingiu R$ 60,5 milhões em 2010 e não apresentava saldo em 2009. Este custo é decorrente da compra de energia feita pelas geradoras do grupo, que para honrar seus contratos de venda de energia compraram energia no mercado spot.

- Pelo aumento de R$ 59,3 milhões no Custo de Infraestrutura (investimentos), que atingiu R$ 122,3 milhões em 2010, contra R$ 63,0 milhões apurados em 2009. Conforme já comentado no item 1, essa conta de Custo de Infraestrutura tem o mesmo valor contabilizado na Receita Bruta e sua variação é provocada pelos mesmos valores já descritos anteriormente.

- Pelo aumento de R$ 2,9 milhões no custo de Depreciação/Amortização, que atingiu R$ 2,9 milhões em 2010 e não apresentava saldo em 2009. Este aumento é decorrente da entrada em operação da usina Foz do Rio Claro, que passou a ter seus ativos depreciados/amortizados quando do inicio de suas operações. As transmissoras não contribuem para esta conta, dado que, após a adoção do IFRS, passaram a ser contabilizadas como ativo financeiro, não sendo, portanto, depreciadas/ amortizadas.

- O custo caixa, excluindo o custo de infraestrutura (investimentos) e a depreciação / amortização foi de 14,6% da receita líquida ajustada, ante 7,0% registrados em 2009.



10.3 Despesas Operacionais

10.3.1 Em 2010, as Despesas Operacionais totalizaram em R$ 37,4 milhões, 18,2% inferior aos R$ 45,8 milhões apurados em 2009.

Despesas Operacionais R$ (MM)			
	2009	2010	Var. %
Despesas Operacionais			
Administrativas e Gerais	32,3	27,0	-16,5%
Pessoal	12,4	19,2	54,5%
Honorários da Diretoria e Administração	9,2	10,3	10,8%
Outros	(8,1)	(18,9)	132,7%
Total	**45,8**	**37,4**	**-18,2%**

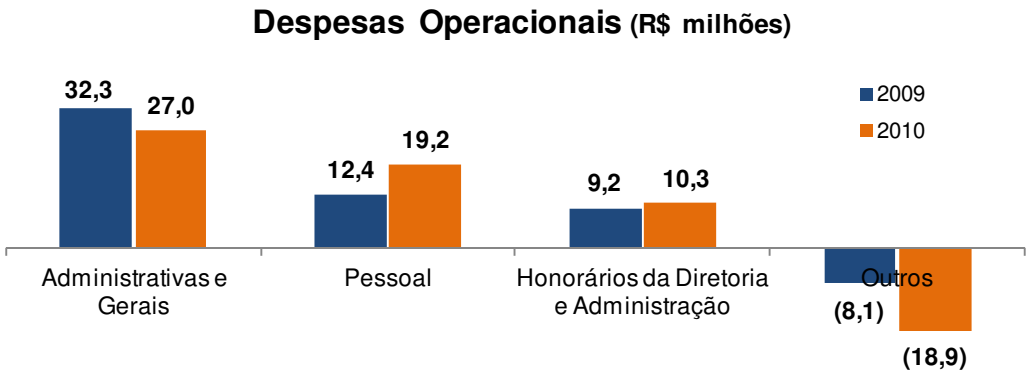
Essa variação ocorrida no período é explicada:

- Pela redução de R$ 5,3 milhões nas Despesas Administrativas e Gerais, devido principalmente a despesas não recorrentes na Holding em 2009 geradas pela estruturação da II emissão de debêntures e da entrada em operação do FI-FGTS.

- Pelo aumento de R$ 6,8 milhões nas Despesas com Pessoal, que totalizaram R$ 19,2 milhões em 2010 ante R$ 12,4 em 2009. Este aumento é decorrente (I) da entrada em operação da UHE Foz do Rio Claro que durante a construção tinha suas despesas capitalizadas e após a entrada em operação passaram a transitar pelo resultado e (II) Pelo aumento das despesas na Holding, gerado pelo crescimento da Companhia.

- Pelo aumento de R$ 1,1 milhão nas Despesas com Honorários da Diretoria e Administração, que totalizaram R$ 10,3 milhões em 2010 ante R$ 9,2 milhões em 2009.

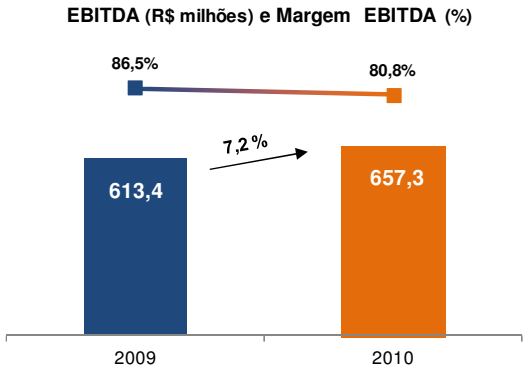
- Pelo aumento de R$ 10,8 milhões no resultado da conta Outras Despesas / Receitas, que totalizou R$ 18,9 milhões em 2010 ante R$ 8,1 milhões registrados em 2009.

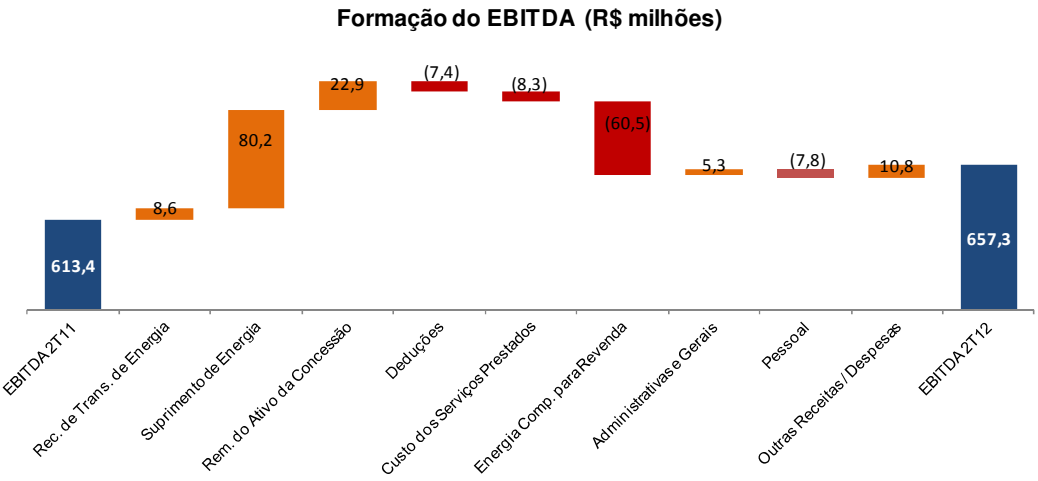


10.4 EBITDA

10.4.1 Em 2010, o EBITDA alcançou R$ 657,3 milhões, com crescimento de 7,2% se comparado aos R$ 613,4 milhões registrados em 2009. Já a Margem de EBITDA ajustada pela exclusão da Receita de Infraestrutura atingiu 80,8% em 2010, comparada a uma Margem de EBITDA ajustada de 86,5% em 2009. Esta variação é decorrente principalmente do aumento de 3,3% das receitas de remuneração do ativo da concessão que registrou R$ 710,6 milhões em 2010, R$ 22,9 milhões superior aos R$ 687,7 milhões registrados em 2009 e da receita de suprimento de energia, que atingiu R$ 80,2 milhões em 2010 e não apresentava saldo em 2009.

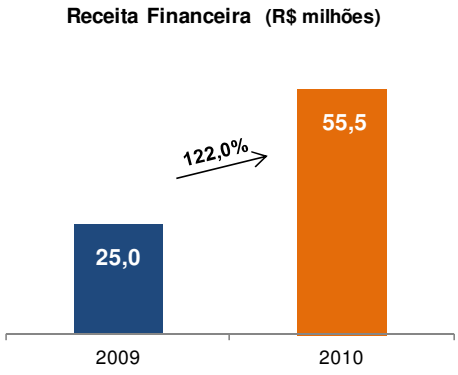
EBITDA (R$ MM)			
	2009	2010	Var. %
Receita Bruta Ajustada	764,1	875,8	14,6%
Deduções	54,9	62,3	13,5%
Receita Líquida Ajustada	709,2	813,5	14,7%
Custos Operacionais	(49,9)	(118,7)	137,7%
Despesas Operacionais	(45,8)	(37,4)	-18,2%
EBITDA	613,4	657,3	7,2%
Margem EBITDA	86,5%	80,8%	-5,7%

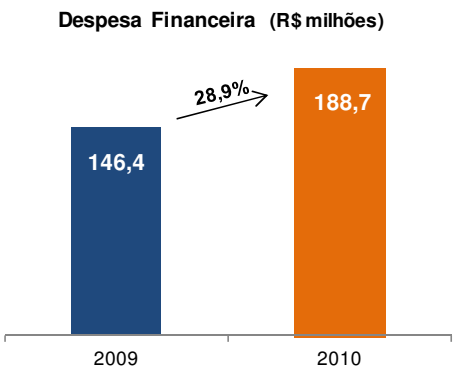




10.5 Resultados Financeiros

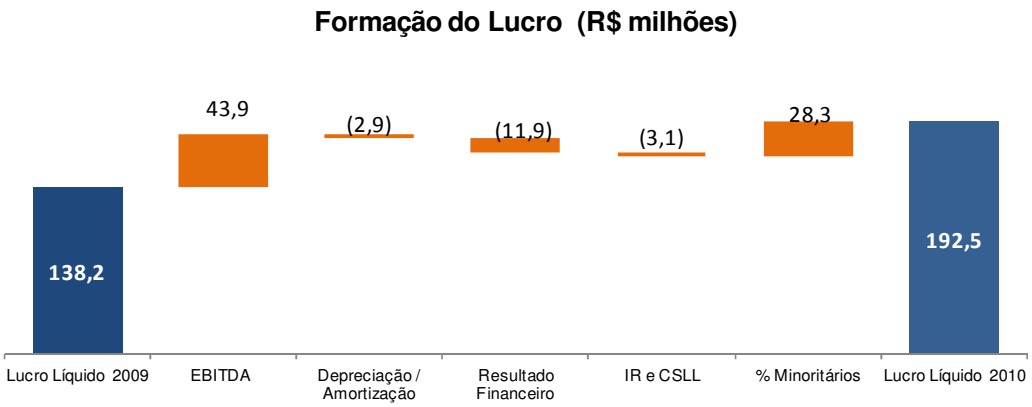
10.5.1 Em 2010, os Resultados Financeiros atingiram R$ -133,2 milhões ante R$ -121,4 milhões em 2009, o que representa uma variação negativa de 9,8%. Esta variação decorre principalmente do aumento das despesas financeiras devido a entrada em operação da UHE Foz do Rio Claro e da captação da II emissão de debêntures da Holding, no valor de R$ 250,0 milhões em dezembro de 2009.





10.6 Lucro Líquido

10.6.1 O lucro líquido de 2010 totalizou R$ 192,5 milhões, 39,3% superior aos R$ 138,2 milhões obtidos em 2009.



11. Dividendos

O dividendo obrigatório da Alupar é de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações e do Estatuto Social, apurado nas demonstrações financeiras não consolidadas. A declaração anual de dividendos, incluindo o pagamento destes além do mínimo obrigatório, exige aprovação em Assembleia Geral Ordinária por maioria de votos de acionistas titulares das ações da Alupar e irá depender de diversos fatores. Dentre esses fatores estão os resultados operacionais, condição financeira, necessidades de caixa e perspectivas futuras da Companhia, além de fatores que o conselho de administração e acionistas da Alupar julgue relevantes.

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos no montante de R$ 47,6 milhões, referente a 25% do lucro liquido do exercício de 2011, depois de deduzida e reserva legal.

12. Investimentos

Durante 2011, foram realizados investimentos totais da ordem de R$ 742,7 milhões em nossas empresas, ante R$ 489,0 milhões investidos em 2010, aumento de R$ 253,7 milhões. Sendo R$ 237,9 milhões investidos no segmento de transmissão, R$ 480,2 milhões no segmento de geração e R$ 24,6 milhões na prospecção de novos negócios.

Empresa	Investimentos (R$ MM)		
	2010	2011	Var
Transmissão	**122,3**	**237,9**	**115,6**
ETEM	12,3	66,3	54,0
TME	42,3	70,6	28,3
ESDE	1,7	10,3	8,6
ETVG	0	7,0	7,0
EBTE	36,3	63,1	26,8
ERTE	0,8	12,5	11,7
ETES	16,6	0,0	-16,6
Outros	12,3	8,1	-4,2
Geração	**341,2**	**480,2**	**139,0**
Holding	**25,5**	**24,6**	**-0,9**
Total	**489,0**	**742,7**	**253,7**

13. Endividamento

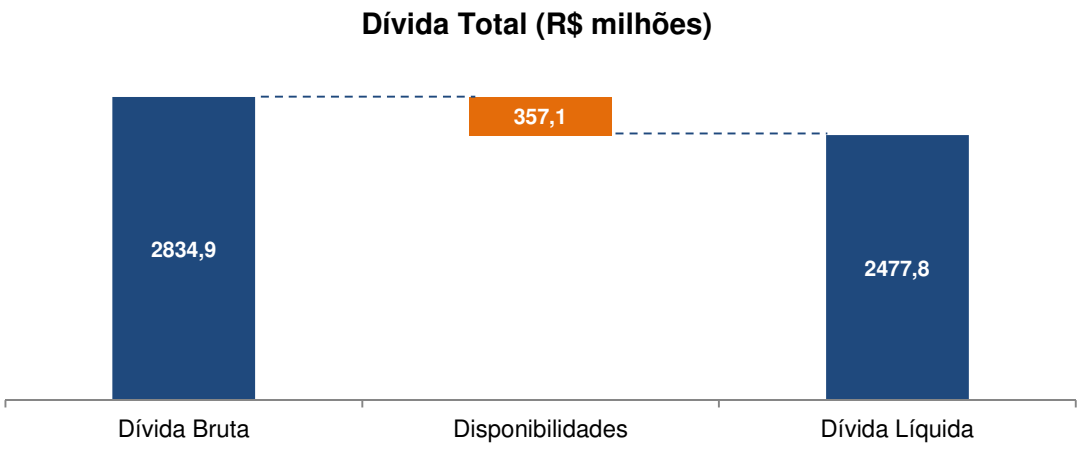
A dívida bruta da Alupar e suas controladas, em 31 de dezembro de 2011, somavam R$ 2.834,9 milhões, R$ 461,5 milhões superior aos R$ 2.373,4 apurados ao final de 2010. O crescimento de 19,4% da dívida bruta refere-se principalmente:

- A emissão de debêntures das transmissoras EATE, ECTE, ENTE e ETEP para o pré-pagamento dos empréstimos junto ao BNDES. O valor da dívida total destas três empresas somou R$ 650,7 milhões em 2011, 17,8% acima dos R$ 551,9 milhões apurados no fim do ano passado;

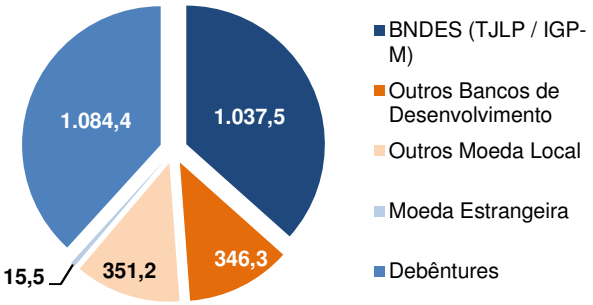
- A empréstimos tomados ao longo de 2011 para a construção dos projetos em implantação (TME, ETEM e Ferreira Gomes), que totalizaram R$ 394,8 milhões;

Abaixo, segue a movimentação.

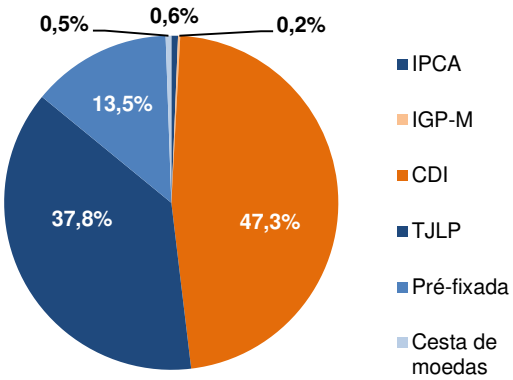
Moeda Nacional e Estrangeira Instituições Financeiras / Credores	Saldo Inicial 31/12/2010	Ingressos de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização dos encargos	Saldo final 31/12/2011
Empréstimos e financiamentos:							
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	1.735.013
Moeda Estrangeira	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	15.469
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	1.750.482
Debêntures:							
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	1.084.442
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	1.084.442
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	2.834.924



Composição da Dívida (Em R$ mil)



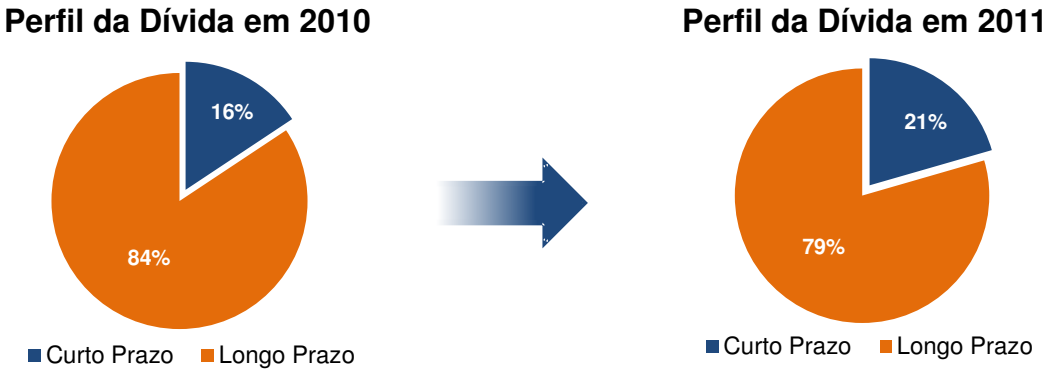
Dívida Bruta por Indexador

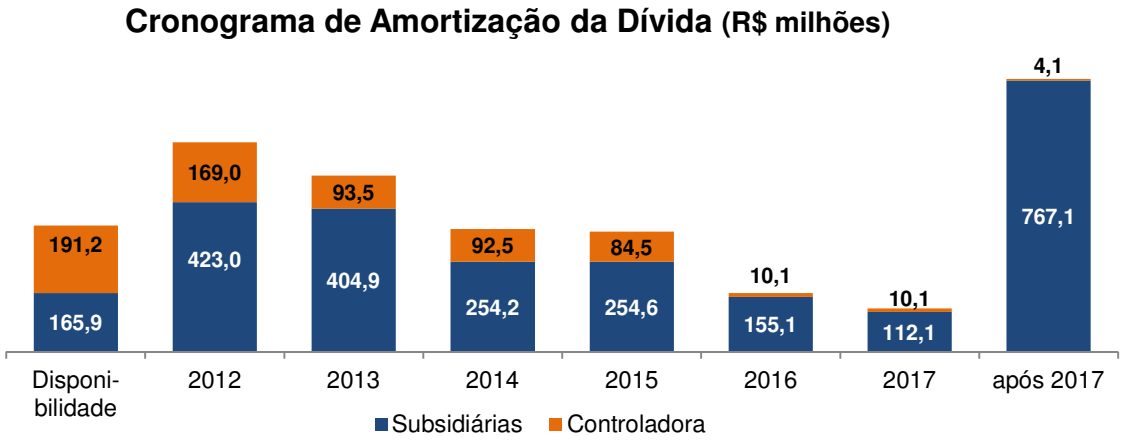


Em 31 de dezembro de 2011, as disponibilidades da Alupar e suas controladas somavam R$ 357,1 milhões, R$ 176,7 milhões inferior ao saldo do fim de 2010. Da dívida consolidada, R$ 1.383,8 milhões referem-se a empréstimos de longo prazo para projetos de infraestrutura (project finance) junto a bancos de fomento, sendo a maior parte destes empréstimos, R$ 1.037,5 junto ao BNDES, a taxa de TJLP + spread médio de 3%.

As emissões de debêntures correspondem a R$ 1.084,4 milhões ou 38,3% do total da dívida. As debêntures de emissão da holding representam um saldo de R$ 323,0 milhões em 2011, e as emissões das subsidiárias EATE, ECTE, ENTE, ETEP e Ferreira Gomes representam um saldo de R$ 761,4 milhões.

Apenas R$ 15,5 milhões ou 0,5% do total da dívida são referentes à moeda estrangeira, sendo este saldo referente a encargos em cesta de moedas junto a bancos de fomento.


Perfil da Dívida em 2010
16%
84%
Curto Prazo
Longo Prazo
Perfil da Dívida em 2011
21%
79%
Curto Prazo
Longo Prazo


Cronograma de Amortização da Dívida (R$ milhões)
191,2
165,9
169,0
423,0
93,5
404,9
92,5
254,2
84,5
254,6
10,1
155,1
10,1
112,1
4,1
767,1
Disponi-bilidade
2012
2013
2014
2015
2016
2017
após 2017
Subsidiárias
Controladora

ERNST & YOUNG TERCO

Condomínio São Luiz
Av. Pres. Juscelino Kubitschek, 1830
Torre I - 8º andar - Vila Olímpia
04543-900 - São Paulo, SP, Brasil

Tel.: (5511) 2573-3000
Fax: (5511) 2573-5780
www.ey.com.br

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos
Administradores e Acionistas da
Alupar Investimento S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Alupar Investimentos S.A. ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem os balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para os exercícios findos naquelas datas, assim como o resumo das práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards – IASB*, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Uma empresa membro da Ernst & Young Global Limited

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Alupar Investimento S.A. em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para os exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Alupar Investimento S.A. em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para os exercícios findos naquelas datas, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB* e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Conforme descrito na nota explicativa 2, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Alupar Investimento S.A. essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individuais e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

ERNST & YOUNG TERCO

Reapresentação das demonstrações contábeis

Em 05 de novembro de 2012, emitimos originalmente nosso relatório de auditoria sem modificações sobre as demonstrações contábeis da Companhia relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009. Conforme comentado na nota explicativa 2, as demonstrações contábeis individuais e consolidadas contêm modificações em suas notas explicativas, em relação às notas explicativas das demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, arquivadas na CVM em 13 de novembro de 2012. Essas modificações, com as quais concordamos, foram realizadas com o objetivo de atender às exigências de divulgação requeridas pela Comissão de Valores Mobiliários no Ofício/CVM/SRE/SEP/N° 89/2012 de 14 de dezembro de 2012 e não requerem modificação em nossa opinião sobre as demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, expressada anteriormente.

São Paulo, 22 de fevereiro de 2013.

ERNST & YOUNG TERCO
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP015199/O-6

Luiz Carlos Passetti
Contador CRC-1SP144343/O-3

Balanços patrimoniais
Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009
(Em milhares de reais)

		Controladora			Consolidado		
	Nota	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
		(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)
Ativo							
Circulante		**235.243**	**488.126**	**637.100**	**1.500.212**	**1.470.792**	**1.461.475**
Caixa e equivalentes de caixa	**5**	729	4.608	12.488	26.543	63.889	64.985
Investimento de curto prazo	**5**	19.958	139.313	182.422	152.545	190.537	199.296
Títulos e valores mobiliários	**6**	170.535	247.671	326.149	177.967	279.330	326.149
Contas a receber de clientes	**7**	-	-	-	119.865	95.875	78.713
Partes relacionadas	**22**	24.332	82.724	108.187	-	-	-
Impostos a compensar	**8**	17.245	10.891	6.725	59.370	28.453	26.499
Adiantamento a fornecedores		934	1.751	23	42.232	9.845	3.964
Estoques		-	-	-	21.441	17.721	17.029
Despesas pagas antecipadamente		24	57	11	941	1.958	2.631
Cauções e depósitos judiciais	**16**	-	-	-	302	417	107
Ativo financeiro da concessão	**9**	-	-	-	880.725	768.621	735.562
Outros ativos		1.486	1.111	1.095	18.281	14.146	6.540
Não circulante		**1.816.095**	**1.371.258**	**886.956**	**4.910.511**	**3.928.734**	**3.442.646**
Partes relacionadas	**22**	278.499	284.222	20.586	-	-	-
Títulos e valores mobiliários	**6**	-	-	-	87.762	45.703	72.325
Impostos a compensar	**8**	-	-	-	32.170	13.043	9.311
Tributos e contribuições sociais diferidos	**8**	-	-	-	228	20	183
Cauções e depósitos judiciais	**16**	1.599	1.462	1.240	6.862	8.184	12.833
Ativo financeiro da concessão	**9**	-	-	-	3.025.272	2.503.247	2.353.537
Outros ativos		-	-	1.061	7.967	4.076	1.740
Investimentos	**10**	1.451.347	1.020.350	822.227	5.756	5.686	3.345
Imobilizado	**11**	1.688	1.368	1.545	1.631.325	1.257.998	925.493
Intangível	**12**	82.962	63.856	40.297	113.169	90.777	63.879
Ativo total		**2.051.338**	**1.859.384**	**1.524.056**	**6.410.723**	**5.399.526**	**4.904.121**

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações contábeis.

Balanços patrimoniais
Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009
(Em milhares de reais)

		Controladora			Consolidado		
	Nota	31/12/2011 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2010 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2009 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2011 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2010 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2009 (reapresentado, vide nota nº 2)
Passivo							
Circulante		**221.691**	**210.332**	**39.263**	**918.682**	**674.997**	**539.539**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**15**	168.978	156.566	3.438	581.601	372.129	238.803
Fornecedores		2.091	3.439	3.789	57.606	42.339	21.326
Salários, férias e encargos sociais		1.302	1.127	767	8.967	6.785	4.354
Tributos e contribuições sociais a recolher	**13**	1.605	1.286	2.026	84.193	64.471	72.772
Provisões de constituição dos ativos	**14**	-	-	-	53.379	5.321	-
Dividendos a pagar		47.553	47.771	29.102	78.942	124.792	165.862
Provisão para gastos ambientais		-	-	-	10.072	25.339	9.843
Taxas regulamentares e setoriais		-	-	-	25.843	23.495	21.465
Provisões para litígios	**16**	-	-	-	48	1.452	1.672
Outras obrigações		162	143	141	18.031	8.874	3.442
Não circulante		**296.514**	**343.839**	**324.291**	**2.678.720**	**2.332.851**	**2.246.023**
Empréstimos, financiamentos e debêntures	**15**	294.915	342.377	323.051	2.253.323	2.001.294	1.972.720
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	-	-	16.575	24.399	8.000
Tributos e contribuições sociais diferido	**13**	-	-	-	332.793	293.689	256.272
Provisões para litígios	**16**	1.599	1.462	1.240	5.917	2.917	3.263
Adiantamento de clientes		-	-	-	18.271	3.752	2.648
Outras obrigações		-	-	-	51.841	6.800	3.120
Patrimônio líquido		**1.533.133**	**1.305.213**	**1.160.502**	**1.533.133**	**1.305.213**	**1.160.502**
Capital social	**17**	804.001	804.001	804.001	804.001	804.001	804.001
Reserva de capital	**17**	84.946	-	-	84.946	-	-
Reservas de lucros	**17**	644.186	501.212	356.501	644.186	501.212	356.501
Participação de acionistas não controladores		-	-	-	1.280.188	1.086.465	958.057
Patrimônio líquido + partic. de acionistas não controladores		**1.533.133**	**1.305.213**	**1.160.502**	**2.813.321**	**2.391.678**	**2.118.559**
Passivo total		**2.051.338**	**1.859.384**	**1.524.056**	**6.410.723**	**5.399.526**	**4.904.121**

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações contábeis

Demonstrações dos resultados e resultados abrangentes
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009
(Em milhares de reais, exceto lucro líquido por ação)

		Controladora			Consolidado		
	Nota	31/12/2011 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2010 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2009 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2011 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2010 (reapresentado, vide nota nº 2)	31/12/2009 (reapresentado, vide nota nº 2)
Receita Bruta							
Sistema de transmissão de energia		-	-	-	1.127.735	917.847	827.076
Sistema de geração de energia		-	-	-	162.459	80.204	-
	19	**-**	**-**	**-**	**1.290.194**	**998.051**	**827.076**
Deduções	**19**	**-**	**-**	**-**	**(76.549)**	**(62.320)**	**(54.897)**
Receita operacional líquida	**19**	**-**	**-**	**-**	**1.213.645**	**935.731**	**772.179**
Custos operacionais							
Custo dos serviços prestados		-	-	-	(65.121)	(58.242)	(49.942)
Energia comprada para revenda		-	-	-	(46.371)	(60.456)	-
Custo de infraestrutura		-	-	-	(237.926)	(122.258)	(63.025)
Depreciação / amortização		-	-	-	(23.633)	(2.933)	(7)
		-	**-**	**-**	**(373.051)**	**(243.889)**	**(112.974)**
Lucro bruto		**-**	**-**	**-**	**840.594**	**691.842**	**659.205**
(Despesas) receitas operacionais							
Administrativas e gerais		(13.501)	(10.889)	(21.222)	(45.092)	(26.973)	(32.288)
Pessoal		(9.776)	(6.865)	(4.746)	(28.650)	(19.154)	(12.398)
Honorários da diretoria e conselho de administração		(6.380)	(5.216)	(5.023)	(12.406)	(10.251)	(9.249)
Equivalência patrimonial	**10**	252.977	202.751	179.374	-	-	-
Outras receitas		213	18.781	105	264	20.197	8.156
Outras despesas		(2.684)	(1.256)	(10)	(16.310)	(1.263)	(21)
		220.849	**197.306**	**148.478**	**(102.194)**	**(37.444)**	**(45.800)**
Lucro antes do resultado financeiro		**220.849**	**197.306**	**148.478**	**738.400**	**654.398**	**613.405**
Despesas financeiras	**20**	(64.542)	(43.653)	(19.434)	(257.317)	(188.725)	(146.368)
Receitas financeiras	**20**	34.220	38.828	9.113	57.694	55.497	24.995
		(30.322)	**(4.825)**	**(10.321)**	**(199.623)**	**(133.228)**	**(121.373)**
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		**190.527**	**192.481**	**138.157**	**538.777**	**521.170**	**492.032**
Imposto de renda e contribuição social correntes	**21**	-	-	-	(66.587)	(61.756)	(56.355)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	**21**	-	-	-	(33.146)	(37.988)	(40.282)
		-	-	-	(99.733)	(99.744)	(96.637)
Lucro líquido do exercício		**190.527**	**192.481**	**138.157**	**439.044**	**421.426**	**395.395**
Atribuível a:							
Participação de acionistas controladores		190.527	192.481	138.157	190.527	192.481	138.157
Participação de acionistas não controladores		-	-	-	248.517	228.945	257.238
		190.527	**192.481**	**138.157**	**439.044**	**421.426**	**395.395**
Resultado por ação							
Básico e diluído - R$		**1,162388**	**1,174309**	**0,842883**			
Quantidade de ações do capital - lotes de mil		**163.910**	**163.910**	**163.910**			

A Companhia não apurou outros resultados abrangentes nos exercícios apresentados.

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações contábeis.

Alupar Investimento S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009
(Em milhares de reais)

			Reservas de lucros						
	Nota	Capital social	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de capital	Lucros acumulados	Total controladora	Participação de acionistas não controladores	Total consolidado
Saldos em 1º de janeiro de 2009 (reapresentado)		**404.001**	**6.443**	**299.963**	**-**	**-**	**710.407**	913.806	**1.624.213**
Distribuição de dividendos de 2008 - AGE de 08/09/2009		-	-	(58.960)	-	-	(58.960)	-	(58.960)
Aumento de capital - AGE de 18/09/2009		400.000	-	-	-	-	400.000		400.000
Lucro líquido do período		-	-	-	-	138.157	138.157	257.238	395.395
Reserva legal		-	6.127	-	-	(6.127)	-	-	-
Dividendos declarados a acionistas controladores		-	-	-	-	(29.102)	(29.102)	-	(29.102)
Dividendos declarados a acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(167.776)	(167.776)
Juros sobre capital próprio declarados a acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(19.311)	(19.311)
Aumento de capital - acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	20.492	20.492
Variação na participação dos acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(46.392)	(46.392)
Lucro resmanencente a disposição da Assembléia		-	-	102.928	-	(102.928)	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009 (reapresentado)		**804.001**	**12.570**	**343.931**	**-**	**-**	**1.160.502**	**958.057**	**2.118.559**
Lucro líquido do período	**17**	-	-	-	-	192.481	192.481	228.945	421.426
Reserva legal		-	10.058	-	-	(10.058)	-	-	-
Dividendos declarados a acionistas controladores		-	-	-	-	(47.770)	(47.770)	-	(47.770)
Dividendos declarados a acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(67.835)	(67.835)
Juros sobre capital próprio declarados a acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(10.767)	(10.767)
Aumento de capital - acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	5.601	5.601
Lucro resmanencente a disposição da Assembléia		-	-	134.653	-	(134.653)	-	-	-
Variação na participação dos acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(27.536)	(27.536)
Saldos em 31 de dezembro de 2010 (reapresentado)		**804.001**	**22.628**	**478.584**	**-**	**-**	**1.305.213**	**1.086.465**	**2.391.678**
Ágio / Deságio em transação de capital	**10**	-	-	-	84.946	-	84.946	-	84.946
Lucro líquido do período	**17**	-	-	-	-	190.527	190.527	248.517	439.044
Reserva legal		-	10.011	-	-	(10.011)	-	-	-
Dividendos declarados a acionistas controladores		-	-	-	-	(47.553)	(47.553)	-	(47.553)
Dividendos declarados a acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(150.036)	(150.036)
Juros sobre capital próprio declarados a acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	(27.425)	(27.425)
Aumento de capital - acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	36.161	36.161
Lucro resmanencente a disposição da Assembléia		-	-	132.963	-	(132.963)	-	-	-
Variação na participação dos acionistas não controladores		-	-	-	-	-	-	86.506	86.506
Saldos em 31 de dezembro de 2011 (reapresentado)		**804.001**	**32.639**	**611.547**	**84.946**	**-**	**1.533.133**	**1.280.188**	**2.813.321**

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações contábeis.

Demonstrações do Fluxo de Caixa
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009
(Em milhares de reais)

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)
Fluxos de caixa das atividades operacionais						
Lucro antes do imposto de renda, contribuição social e acionistas não controladores	190.527	192.481	138.156	538.777	521.170	492.032
Itens que não afetam as disponibilidades						
Depreciação e amortização	505	407	321	24.138	3.898	7
Equivalência patrimonial	(252.977)	(202.751)	(179.373)	-	-	-
Variações monetárias e cambiais líquidas	62.246	42.278	16.799	271.381	167.485	108.233
Receita de aplicações financeiras	(25.368)	(37.795)	(39)	(37.764)	(46.614)	(4.887)
Baixas do ativo imobilizado e intangível	4.623	1.664	1.262	37.138	3.783	2.212
	(20.444)	**(3.716)**	**(22.874)**	**833.670**	**649.722**	**597.597**
(Aumento) redução no ativo						
Contas a receber concessionárias e permissionárias	-	-	-	(23.550)	(10.025)	(5.217)
Contas a receber ativo financeiro	-	-	-	(296.967)	(187.250)	(123.457)
Impostos a recuperar	(5.454)	(4.166)	(1.760)	(29.734)	(5.521)	(11.043)
Estoques	-	-	-	(3.636)	(692)	(2.860)
Outros ativos	474	(950)	5.130	(90.417)	(20.260)	(6.880)
	(4.980)	**(5.116)**	**3.370**	**(444.304)**	**(223.748)**	**(149.457)**
Aumento (redução) no passivo						
Fornecedores	(1.348)	(350)	2.437	5.363	25.635	(13.476)
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	7.988	2.030	6.418
Salários, férias e encargos sociais	152	360	79	1.392	2.430	948
Contribuições e impostos a recolher	455	(518)	1.974	(68.614)	(90.905)	(79.277)
Outros passivos	43	2	(101)	71.545	46.315	48.598
	(698)	**(506)**	**4.389**	**17.674**	**(14.495)**	**(36.789)**
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades operacionais	**(26.122)**	**(9.338)**	**(15.115)**	**407.040**	**411.479**	**411.351**
Fluxos de caixa das atividades de investimentos						
Aporte de capital em controladas	1.595	4.630	45.714	9.980	(2.341)	(3.345)
Resgate de investimentos (aplicações financeiras)	437.777	402.424	-	1.753.176	937.654	350.522
Aplicações em investimentos (aplicações financeiras)	(215.918)	(243.042)	(507.008)	(1.576.220)	(804.308)	(843.373)
Dividendos e juros sobre capital próprio recebidos	235.297	100.850	81.233	-	-	-
Caixa adquirido em transação de capital	-	-	-	21	5	-
Aplicações no imobilizado	(813)	(181)	(269)	(368.067)	(345.435)	(516.402)
Aplicações no intangível	(23.741)	(25.273)	(18.810)	(32.813)	(21.357)	(19.260)
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades de investimentos	**434.197**	**239.408**	**(399.140)**	**(213.923)**	**(235.782)**	**(1.031.858)**
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos						
Integralização de capital	-	-	400.000	-	(50.822)	426.389
Adiantamento para futuro aumento de capital	(265.851)	(339.024)	(64.364)	3.970	16.399	8.000
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(47.771)	(29.101)	(82.132)	(281.522)	(140.580)	(170.267)
Empréstimos tomados e arrendamento mercantil	119.104	273.477	542.771	1.207.301	487.274	1.108.264
Amortização e pagamento de juros do financiamento	(217.436)	(143.302)	(372.716)	(1.160.212)	(489.064)	(767.953)
Caixa líquido provenientes das (aplicado nas) atividades de financiamentos	**(411.954)**	**(237.950)**	**423.559**	**(230.463)**	**(176.793)**	**604.433**
Aumento (Redução) líquida no caixa e equivalentes de caixa	**(3.879)**	**(7.880)**	**9.304**	**(37.346)**	**(1.096)**	**(16.074)**
Demonstração do aumento nas disponibilidades						
Saldo no início do exercício	4.608	12.488	3.184	63.889	64.985	81.059
Saldo no final do exercício	729	4.608	12.488	26.543	63.889	64.985
Aumento (redução) líquido nas disponibilidades	**(3.879)**	**(7.880)**	**9.304**	**(37.346)**	**(1.096)**	**(16.074)**

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações contábeis.

Demonstrações do Valor Adicionado
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009
(Em milhares de reais)

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)	(reapresentado, vide nota nº 2)
Receitas						
Receita de concessão de transmissão	-	-	-	99.719	85.014	76.401
Receita de infra-estrutura	-	-	-	237.926	122.257	63.025
Remuneração dos ativos da concessão	-	-	-	790.090	710.577	687.650
Suprimento de energia	-	-	-	162.459	80.203	-
Outras receitas	213	18.781	105	246	20.197	1.449
	213	18.781	105	1.290.440	1.018.248	828.525
(-) Insumos adquiridos de terceiros						
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	-	(46.371)	(60.456)	-
Custo de infra-estrutura	-	-	-	(237.926)	(122.257)	(63.024)
Serviços de terceiros	(10.147)	(8.256)	(14.643)	(75.053)	(51.643)	(51.058)
Materiais	(177)	(143)	(106)	(3.361)	(1.691)	(2.590)
Outros custos operacionais	(970)	(1.174)	(2.871)	(8.005)	(9.358)	(7.637)
	(11.294)	(9.573)	(17.620)	(370.716)	(245.405)	(124.309)
(-) Quotas de reintegração (depreciação)	(505)	(407)	(322)	(24.138)	(3.898)	(7)
Valor adicionado recebido em transferência						
Equivalência patrimonial	252.977	202.731	179.373	-	-	-
Receita financeira	34.220	38.225	8.752	60.685	55.497	24.995
	287.197	240.956	188.125	60.685	55.497	24.995
Valor adicionado a distribuir	**275.611**	**249.757**	**170.288**	**956.271**	**824.442**	**729.204**
Distribuição do valor adicionado						
Pessoal						
Remuneração direta	11.573	8.471	6.861	38.424	28.716	21.998
Benefícios	1.201	987	731	6.078	4.923	3.253
Auxílio alimentação	299	249	172	1.408	1.104	838
Assistência médica	352	295	211	1.949	1.883	1.337
Vale transporte	30	24	16	52	40	17
Previdência privada	230	248	244	1.255	825	670
Outros	290	171	88	1.414	1.071	391
F.G.T.S	823	602	484	2.583	1.821	1.281
	13.597	10.060	8.076	47.085	35.460	26.532
Impostos, Taxas e Contribuições						
Federais	5.794	3.571	4.408	203.804	173.124	156.927
INSS	2.559	2.023	1.586	8.869	6.788	5.152
Encargos do consumidor	-	-	-	42.047	28.518	24.001
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	67.038	61.756	56.354
PIS e COFINS	2.456	1.229	2.127	47.624	36.272	29.994
Contribuição sindical/patronal	81	40	36	267	259	184
CIDE	27	37	151	27	37	151
IR sobre remessa exterior	80	48	219	80	48	219
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	36.891	37.988	40.281
Outros impostos e taxas	591	194	289	961	1.458	591
Estaduais	26	5	42	2.252	2.097	55
ICMS	-	-	-	2.194	2.062	2
IPVA	26	5	42	58	35	53
Municipais	34	35	21	81	69	57
IPTU	34	35	21	74	68	54
Taxa de licenciamento	-	-	-	7	1	3
	5.854	3.611	4.471	206.137	175.290	157.039
Remuração de Capitais de Terceiros						
Juros e variações cambiais	63.273	42.358	16.772	234.204	164.994	110.959
Aluguéis	1.091	593	510	6.667	4.178	3.869
Outras despesas financeiras	1.269	674	2.302	23.134	23.094	35.409
	65.633	43.625	19.584	264.005	192.266	150.237
Remuneração de Capitais Próprios						
Dividendos propostos	47.553	47.771	29.102	47.553	47.771	29.102
Reservas de lucros	142.974	144.690	109.055	142.974	144.710	109.056
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	248.517	228.945	257.238
	190.527	192.461	138.157	439.044	421.426	395.396
	275.611	**249.757**	**170.288**	**956.271**	**824.442**	**729.204**

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações contábeis.

1. Informações Gerais

A Alupar Investimento S.A. (“Companhia” ou “Alupar”) é uma sociedade por ações, de capital aberto, com sede na cidade de São Paulo – SP na Av. Dr. Cardoso de Melo, n. 1855, Bloco I, 9º andar, e tem por objeto a participação em outras sociedades atuantes nos setores de energia e infraestrutura, no Brasil ou no exterior, como acionista ou quotista; a geração, transformação, transporte, a distribuição e o comércio de energia em qualquer forma; elaboração de estudos de viabilidade e projetos, promover a construção, a operação e manutenção de usinas de geração de energia, de linhas de transmissão e de transporte, subestações, rede de distribuição e, bem assim, a realização de quaisquer outros serviços afins ou complementares; e a realização de quaisquer outros serviços ou atividades na área de infraestrutura.

A Alupar participa em empresas geradoras e empresas transmissoras de energia elétrica no Brasil, estando ainda no aguardo das autorizações dos Órgãos Reguladores do Setor Elétrico no Chile, para obter o controle acionário da Transchile Charrúa Transmisión S.A. ("Transchile"), que atualmente é de propriedade da Guarupart Participações Ltda. ("Guarupart"), atual controladora da Companhia. De acordo com um contrato firmado entre a Companhia e a Guarupart, a transferência efetiva do controle acionário da Transchile para a Companhia ocorrerá a partir do momento em que a Transchile iniciar sua operação comercial, acrescentando desta forma cerca de 200 km às linhas de transmissão da Companhia. A Alupar também participa em 2 empresas Holdings, sendo: Transminas Holding S.A. (controladora da Transleste, Transirapé e Transudeste) e Alupar Inversiones Peru.

A Companhia é diretamente controlada pela Guarupart Participações Ltda. (“Guarupart”).

Dados das empresas controladas:

Concessões de linhas de transmissão

A Companhia possuía aproximadamente 5.465 km de linhas de transmissão, sendo aproximadamente 4.750 km em operação e 715 km em fase pré-operacional, com voltagens entre 230 kV e 525 kV. Os sistemas de transmissão que a Companhia opera, por meio de concessões com prazo de 30 anos, estão localizados na região Norte e Nordeste do país, nos Estados do Pará, Maranhão, Piauí e Ceará; na região Sul, no Estado de Santa Catarina; na região Sudeste, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo; no Centro-Oeste, no Estado do Mato Grosso; e, futuramente, nos Estados do Amazonas e Roraima (TNE).

A tabela abaixo apresenta a relação dos ativos de transmissão de energia elétrica:

Empresas	Prazo da Concessão		RAP/RBNI (Ciclo 2011-2012) (**)
	Início	Fim	
Empresa Paraense de Transmissão S.A. - ETEP	jun/01	jun/31	69,9
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE	dez/02	dez/32	160,5
Empresa Regional de Transmissão S.A. - ERTE	dez/02	dez/32	36,0
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE	jun/01	jun/31	306,7
Empresa Catarinense de Transmissão S.A. – ECTE	nov/00	nov/30	67,7
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. – STN	fev/04	fev/34	128,4
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste	fev/04	fev/34	29,1
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste	mar/05	mar/35	18,0
Companhia Transirapé de Transmissão - Transirapé	mar/05	mar/35	15,7
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC	abr/06	abr/36	28,0
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	fev/04	fev/34	19,0
Empresa de Transmissão do Espirito Santo S.A. - ETES	abr/07	abr/37	11,1
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE	out/08	out/38	32,9
Transmissora Matogrossense de Energia S.A – TME	nov/09	nov/39	31,8
Empresa Santos Dumont de Energia S.A – ESDE (*)	nov/09	nov/39	9,6
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	jul/10	jul/40	9,6
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A. - ETVG (*)	dez/10	dez/40	3,2
Transnorte Energia S.A. - TNE (*)	Em fase de assinatura		121,1
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE (*)	Em fase de assinatura		14,4
Total			**1.112,7**

(*) Empresas pré-operacionais
(**) Em milhões de reais

Vide na nota nº 9 detalhes das concessões das transmissoras cujo contrato de concessão já foi assinado.

Transnorte Energia S.A. ("TNE")

Em 2 de setembro de 2011, o consórcio formado pela Alupar (51%) e Eletronorte (49%), venceu o lote A (TNE), composto pelas linhas de transmissão Lechuga – Equador e Equador – Boa Vista e pelas subestações Lechuga, Equador (própria) e Boa Vista de 500 kV, localizada nos Estados do Amazonas e Roraima, leiloado pela ANEEL. Com este lote, a RAP da Companhia será acrescida de R$121,1 milhões e a extensão total das linhas de transmissão da Companhia foi acrescida de 715 km. O prazo de concessão da TNE é de 30 anos.

A Transnorte Energia S.A. ("TNE") iniciará suas operações em 2015, tendo como objetivos principais a redução da geração térmica no Estado de Roraima, a possibilidade de escoamento de 700 MW provenientes de usinas hidrelétricas inventariadas no Estado de Roraima para o restante do Sistema Interligado Nacional e da comercialização de energia elétrica com a Venezuela.

Empresa de Transmissão Serrana S.A. – ("ETSE")

Em 16 de dezembro de 2011, a Companhia, por meio da controlada ECTE, sagrou-se vencedora do lote D, em leilão realizado pela ANEEL. Composto pelas subestações Abdon Batista (525 kV) e Gaspar (230 kV), localizadas no Estado de Santa Catarina. Com este lote, a RAP da Companhia será acrescida de R$14,4 milhões.

A Companhia prevê que a ETSE inicie as suas operações em 2014, tendo como objetivo atender à integração da UHE Garibaldi, de 175 MW, e da UHE São Roque, de 214 MW, ao Sistema Interligado Nacional, bem como previsão de integração de diversas PCH com solicitação de acesso ao sistema de distribuição da CELESC, além de atender à expansão do suprimento de energia elétrica à região do Vale do Itajaí e devido ao carregamento elevado na subestação Blumenau 230/138 kV.

Concessões de geração de energia elétrica

A Alupar detém os direitos de concessão de 5 PCHs, 3 UHEs e um projeto eólico (10 parques eólicos), que totalizam 664 MW, sendo elas:

Ferreira Gomes Energia S.A. ("UHE Ferreira Gomes")

A UHE Ferreira Gomes localiza-se no Rio Araguari, nos municípios de Araguari e Ferreira Gomes, no Estado do Amapá. O empreendimento consiste no aproveitamento potencial hidráulico, com potência instalada de, no mínimo, 252 MW. A concessão para a exploração da UHE Ferreira Gomes é válida por 35 anos a partir da data de assinatura do contrato de concessão, que foi firmado em 2010. Em 30 de setembro de 2011 a UHE Ferreira Gomes encontrava-se em fase de implantação, sendo que a expectativa da Companhia é de que a usina atinja sua condição de operação plena no primeiro semestre de 2015, quando suas três turbinas entrarão em funcionamento. A garantia física desta usina é de 150,2 MW.

Foz do Rio Claro Energia S.A. ("UHE Engenheiro José Müller de Godoy Pereira" ou "UHE Foz do Rio Claro")

A UHE Foz do Rio Claro com 68,4 MW de Potência instalada, localizada no Rio Claro, nos municípios de Caçu e São Simão, em Goiás. Este empreendimento entrou em operação plena em dezembro de 2010. A garantia física desta usina é de 41 MW.

A concessão para a exploração da UHE Foz do Rio Claro é válida por 35 anos a partir da data de assinatura do contrato de concessão, que foi firmado em 2006.

Ijuí Energia S.A. ("UHE São José" ou "UHE Ijuí")

A Ijuí com 51,0 MW de Potência instalada, localizada no rio Ijuí, nos municípios de Salvador das Missões e Rolador, no Rio Grande do Sul. Este empreendimento entrou em operação plena em junho de 2011. A garantia física desta usina é de 30,4 MW.

A concessão para a exploração da UHE São José é válida por 35 anos a partir da data de assinatura do contrato de concessão firmado em 2006.

Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A. ("PCH Lavrinhas")

A PCH Lavrinhas com potência instalada de 30 MW e garantia física de 21,4 MW, localizada no Rio Paraíba do Sul, no município de Lavrinhas, no Estado de São Paulo, com uma área alagada de 0,76 km2. Este empreendimento entrou em operação em agosto de 2011. A garantia física desta usina é de 21 MW.

A autorização para a exploração da PCH Lavrinhas é válida por 30 anos a partir de 7 de abril de 2004.

Usina Paulista Queluz de Energia S.A. ("PCH Queluz")

A PCH Queluz com potência instalada de 30 MW e garantia física de 21,4 MW, localizada no Rio Paraíba do Sul, no município de Queluz, no Estado de São Paulo, com uma área alagada de 1,27 km2. Este empreendimento entrou em operação em setembro de 2011. A garantia física desta usina é de 21MW.

A autorização para a exploração da PCH Queluz, válida por 30 anos a partir de 7 de abril de 2004.

Risaralda Energia SAS/ESP ("Risaralda")

A controlada Risaralda é uma empresa estabelecida na Colômbia e que detém a licença para exploração das PCHs Morro Azul, Guática I e Guática II, com potência instalada de 16 MW, 4 MW e 8 MW, respectivamente.

A previsão é que estas usinas comecem a ser construídas entre 2012 e 2013 e estejam concluídas até 2015. O investimento será da ordem de US$ 70.000.000,00, sendo que a energia a ser gerada será negociada no mercado livre de energia da Colômbia.

Projeto Eólico

Em 20 de dezembro de 2011, o consórcio formado pela Alupar (51%) e Furnas (49%) vendeu, no leilão de geração da Aneel n.o 07/2011, 204,4 MW de energia eólica para entrega a partir de janeiro de 2016. Alupar e Furnas construirão em parceria dez parques eólicos no município de Aracati, no Ceará, conforme detalhado abaixo:

Parque eólico	MW
Goiabeira	19,2
Ventos de Horizonte	14,4
Jandaia	28,8
São Januário	19,2
Ubatuba	12,6
Jandaia	19,2
Nossa Senhora de Fátima	28,8
Pitombeira	27,0
Santa Catarina	16,0
São Clemente	19,2
Total	**204,4**

Outras Geradoras

A Alupar está realizando estudos para obtenção de novas autorizações para Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs em diversos estados brasileiros.

2. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Contábeis

2.1. Aprimoramento das notas explicativas das demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009

Estas demonstrações contábeis tiveram suas notas explicativas complementadas em relação às arquivadas em 13 de novembro de 2012 na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") a fim de atender às orientações da CVM, conforme Ofício/CVM/SRE/SEP/N° 89/2012 de 14 de dezembro de 2012. As notas explicativas aprimoradas foram as notas 3, 5, 9, 10, 22 e 23. A nota explicativa 31 – Eventos subsequentes foi atualizada até a data de autorização para reapresentação das demonstrações contábeis. A autorização para reapresentação das demonstrações contábeis pela Administração ocorreu em 21 de fevereiro de 2013.

2.2. Declaração de Conformidade

As demonstrações contábeis da Companhia, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, compreendem:

a) as demonstrações contábeis consolidadas preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards* – IFRS) emitidas *pela International Accounting Standards Board* - (IASB), e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como "Consolidado".

b) As demonstrações contábeis individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, estão identificadas como "Controladora" ou "Individuais".

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que foram aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e incluem também as normas emitidas pela CVM.

A Companhia adotou os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo CPC, pelo IASB, as normas pela CVM e órgãos reguladores, que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2011. As demonstrações contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos ativos e passivos como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo.

As demonstrações contábeis individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação societária vigente. Desta forma, essas demonstrações contábeis individuais não são consideradas como estando conforme as IFRS, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações contábeis da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo.

A Companhia optou por apresentar essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas em único conjunto, lado a lado.

2.3. Base de preparação e apresentação

Todos os valores apresentados nestas demonstrações contábeis estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo. Devido aos arredondamentos, os números ao longo deste documento podem não perfazerem precisamente aos totais apresentados.

Os dados não financeiros incluídos nessas demonstrações contábeis, tais como capacidades de geração de energia elétrica, volumes de energia elétrica gerada, volume de energia vendida e comprada, número de consumidores, seguros e meio ambiente, não foram auditadas pelos auditores independentes.

A preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações contábeis.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive provisões para litígios.

Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de hedge a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis devido o tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas pelo menos anualmente.

2.4. Moeda Funcional e conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

2.4.1 Moeda funcional e de apresentação

As demonstrações contábeis foram preparadas e estão apresentadas em Reais (R$), que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações.

2.4.2 Transações e saldos

As transações em moeda estrangeira, foram convertidas pela taxa de câmbio na data em que as transações foram realizadas. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para Reais (R$) pela taxa de câmbio na data-base das demonstrações contábeis. Itens não monetários em moeda estrangeira reconhecidos pelo seu valor justo são convertidos pela taxa de câmbio vigente na data em que o valor justo foi determinado.

2.5. Critérios de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas incluem a Companhia e suas controladas. São consideradas controladas quando a Companhia possui os seguintes fatores de forma combinada: i) detém mais do que metade do poder de voto; ii) governa as suas políticas financeiras e operacionais; e iii) indica ou destitui a maioria dos membros da diretoria ou conselho de administração.

Entre os principais ajustes de consolidação estão às seguintes eliminações:

- Saldos das contas de ativos e passivos, bem como dos valores de receitas e despesas entre as empresas controladora e controladas, de forma que as demonstrações contábeis consolidadas representem saldos de contas a receber e a pagar efetivamente com terceiros.

- Participações no capital e lucro (prejuízo) do exercício das empresas controladas.

As seguintes controladas estão sendo incluídas nas demonstrações contábeis consolidadas:

Descrição	Atividade	Participação (%)		
		31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Controladas diretas:				
Alupar Inversiones Peru	Holding	100,00	100,00	-
Transminas Holding S.A.	Holding	70,02	70,02	70,02
Foz do Rio Claro Energia S.A.	Geração	50,01	50,01	50,01
Ijuí Energia S.A.	Geração	50,01	50,01	50,01
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	Geração	25,01	25,01	25,01
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	Geração	25,01	25,01	25,01
Ferreira Gomes Energia S.A	Geração	99,99	99,99	-
Genpower termoelétricas e participações S.A.	Geração	51,00	-	-
Risaralda Energía S.A.S.E.S.P.	Geração	99,86	-	-
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE	Transmissão	50,02	38,01	35,87
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. – STN	Transmissão	51,00	51,00	51,00
Empresa de Transmissão do Espirito Santo S.A. - ETES	Transmissão	100,00	100,00	100,00
Empresa Paraense de Transmissão S.A. - ETEP	Transmissão	50,02	50,02	40,21
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE	Transmissão	50,01	50,01	50,01
Empresa Regional de Transmissão S.A. - ERTE	Transmissão	50,01	50,01	50,01
Empresa Catarinense de Transmissão S.A. – ECTE	Transmissão	42,51	40,01	40,01
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. - ETEM	Transmissão	60,00	60,00	-
Transmissora Matogrossense de Energia S.A – TME	Transmissão	46,00	46,00	31,00
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A. - ETVG	Transmissão	100,00	100,00	-
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	Transmissão	15,00	15,00	15,00
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC	Transmissão	20,00	20,00	20,00
Transnorte Energia S.A. - TNE	Transmissão	51,00	-	-
ACE Comercializadora Ltda	Comercializadora	100,00	-	-
AF Energia	Serviços	100,00	-	-
Controladas indiretas:				
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE (*)	Transmissão	25,51	19,39	18,29
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (*)	Transmissão	40,02	30,41	28,70
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC (*)	Transmissão	40,02	30,41	28,70
Companhia Transleste de Transmissão - Transleste (**)	Transmissão	28,71	28,71	28,71
Companhia Transirapé de Transmissão - Transirapé (**)	Transmissão	28,71	28,71	28,71
Companhia Transudeste de Transmissão - Transudeste (**)	Transmissão	28,71	28,71	28,71
Empresa Santos Dumont de Energia S.A – ESDE (***)	Transmissão	50,02	50,02	40,21
Empresa de Transmissão Serrana S.A. - ETSE (****)	Transmissão	42,51	-	-

(*) Controladas diretamente pela Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE
(**) Controlada diretamente pela Transminas Holding S.A.
(***) Controlada diretamente pela Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP
(****) Controlada diretamente pela Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE

O exercício social das controladas incluídas na consolidação é coincidente com o da controladora, e as políticas contábeis foram aplicadas de forma uniforme àquelas utilizadas pela controladora e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. Todos os saldos e transações entre as empresas foram eliminados na consolidação. As transações entre a controladora e as empresas controladas são realizadas em condições estabelecidas entre as partes. A Companhia consolida 100% dos saldos das empresas acima, com exceção da Transudeste, ECTE, TNE e TME que são consolidadas de forma proporcional e destaca a parcela de não controladores na demonstração de resultado e mutação do patrimônio liquido.

3. Sumário das Práticas Contábeis

3.1 Ativos financeiros

a) Reconhecimento inicial

Ativos financeiros são quaisquer ativos que sejam: caixa e equivalente de caixa, instrumento patrimonial de outra entidade, incluindo os investimentos de curto prazo, direito contratual, ou um contrato que pode ser liquidado através de títulos patrimoniais da própria entidade.

Os ativos financeiros da Companhia são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo acrescido dos custos diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto os instrumentos financeiros classificados na categoria de instrumentos avaliados ao valor justo por meio do resultado, para os quais os custos são registrados no resultado do exercício.

Sendo no reconhecimento inicial classificados dentro das seguintes categorias : ativo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado; investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. Esta classificação depende da natureza, das disposições contratuais e do propósito do ativo financeiro.

b) Mensuração subsequente

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, de acordo com os seguintes critérios:

- Ativos financeiros avaliados a valor justo por meio do resultado - são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo e são apresentados no balanço patrimonial ao valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando adquiridos com a finalidade de venda ou recompra em prazo muito curto, quando fazem parte de uma carteira de instrumentos financeiros para obtenção de lucro no curto prazo ou quando são derivativos. Esses ativos são avaliados subsequentemente pelo seu valor justo com impacto no resultado no período.

- Ativos financeiros mantidos até o vencimento - são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis e com vencimento definido para os quais a Companhia tem a intenção e a capacidade de mantê-los até o vencimento. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado usando o método dos juros efetivos.

- Ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis - são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não estão cotados em um mercado ativo. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado usando o método dos juros efetivos.

- Ativos financeiros disponíveis para venda - são ativos financeiros não derivativos e que não são classificados como empréstimos e recebíveis, mantidos até o vencimento ou pelo valor justo por meio do resultado. Esses ativos são mensurados subsequentemente pelo seu valor justo através do patrimônio líquido.

3.1.1. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem dinheiro em caixa, depósitos bancários e aplicações financeiras, e são classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, sendo apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado.

Para que uma aplicação financeira seja qualificada como equivalente de caixa, ela precisa ter conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa e estar sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, uma aplicação financeira normalmente qualifica-se como equivalente de caixa somente quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da aquisição.

3.1.2. Investimento de curto prazo e títulos e valores mobiliários

Os investimentos de curto prazo incluem aplicações financeiras certificados de depósitos bancários, títulos públicos e fundos de investimentos exclusivos que são integralmente consolidados, estão classificados como disponíveis para venda e após a sua mensuração inicial, são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente na rubrica de "reserva de disponíveis para venda", no resultado abrangente, sendo transferidos para o resultado do exercício no momento da sua realização. Os efetivos provenientes de perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários, são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Os títulos e valores mobiliários são classificados como disponível para venda, em função de não terem sido constituídos com o objetivo de serem negociados no curto prazo, não terem a característica de derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, e a também pelo fato da Administração da Companhia não ter a intenção de mantê-los até o vencimento.

Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, não houve nenhuma alteração relevante no valor justo que devesse ter sido reconhecida no patrimônio líquido.

Estão representados por investimentos com vencimento superior a três meses na data de sua aquisição são classificados na rubrica investimentos de curto prazo

3.1.3. Contas a receber de clientes

A Companhia e suas controladas classificam os saldos de Contas a receber de clientes, como instrumentos financeiros "recebíveis". Recebíveis são representados por instrumentos financeiros não derivativos com recebimentos fixos, e que não estão cotados em um mercado ativo. Os recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, por ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação ou por créditos de liquidação duvidosa.

3.1.3.1. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa, quando aplicável, está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos. O critério utilizado pela Companhia e suas controladas é o de se efetuar análise individual sobre as contas julgadas de difícil recebimento.

3.1.4. Provisão para redução ao provável valor de recuperação de ativos financeiros

Ativos financeiros são avaliados a cada data de balanço para identificação de eventual indicação de redução no seu valor de recuperação dos ativos (*impairment*). Os ativos são considerados irrecuperáveis quando existem evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o seu reconhecimento inicial e que tenham impactado o seu fluxo estimado de caixa futuro.

3.1.5. Baixa de ativos financeiros

A Companhia e suas controladas baixam seus ativos financeiros quando expiram os direitos contratuais sobre o fluxo de caixa desse ativo financeiro, ou quando substancialmente todos os riscos e benefícios desse ativo financeiro são transferidos à outra entidade. Caso a Companhia e suas controladas mantenham substancialmente todos os riscos e benefícios de um ativo financeiro transferido, esse ativo financeiro é mantido nas demonstrações contábeis e um passivo é reconhecido por eventuais montantes recebidos na transação.

3.1.6. Contratos de concessão

Os contratos de concessão estabelecem que os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente no final da concessão, mediante pagamento de uma indenização.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas enquadradas nas concessões não são reconhecidas pelo operador como ativos fixos tangíveis ou como uma locação financeira, uma vez que se considera que o operador não controla os ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo concedente no âmbito do contrato:

Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o operador tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual é registrado ao custo amortizado.

Este modelo se aplica às nossas concessionárias de transmissão de energia elétrica.

Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o operador, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de procura) da concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

Os ativos intangíveis das concessões são amortizados de acordo com a respectiva vida útil durante o período da concessão.

Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 a Companhia não existia contratos classificados nesse modelo.

3.2 Investimentos

Os investimentos da Companhia em suas controladas são avaliados com base no método de equivalência patrimonial.

3.3 Imobilizado

A vida útil estimada e o método de depreciação seguem os critérios previstos na Resolução ANEEL nº. 367, de 02 de junho de 2009.

A depreciação é calculada pelo método linear, por componente, sendo que a taxa anual de 2% para reservatórios, barragens e adutoras, 2% para edificações, obras civis e benfeitorias, 3% para máquinas e equipamentos, 20% para veículos, e 10% para móveis e utensílios. Esta taxa de depreciação leva em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens na data base de 31 de dezembro de 2011.

É estabelecido que no advento do termo final do contrato de concessão, os bens e as instalações vinculados à produção de energia elétrica, passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por auditoria da ANEEL.

Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, essas partes são reconhecidas como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Da mesma forma, quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo é reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos.

Um item do ativo imobilizado é baixado quando é vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo são incluídos na demonstração do resultado, no exercício em que o ativo for baixado.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

3.4 Intangível

Ativos intangíveis adquiridos separadamente são mensurados ao custo no momento do seu reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são apresentados ao custo, menos amortização acumulada e perdas acumuladas de valor recuperável.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear ao longo da vida útil econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisadas no mínimo ao final de cada exercício social. A amortização de ativos intangíveis com vida definida é reconhecida na demonstração do resultado na rubrica de outras despesas líquidas, consistente com a utilização do ativo intangível.

Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo intangível, quando existentes, são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa do ativo.

O saldo do ativo intangível da Companhia e suas controladas estão compostos por:

Direto de concessão – uso do bem público

O ativo intangível das controladas Ijuí, Foz e Ferreira Gomes, compreendem o direito das controladas operarem como concessionária de Uso do Bem Público (UBP) na produção e comercialização de energia elétrica, conforme contrato de concessão, as quais pagarão por este direito pelo prazo de concessão.

A vida útil desse intangível é avaliada como definida, pelo prazo de 35 anos, conforme o período de concessão.

Ativos intangíveis adquiridos de terceiros (ágio) e desenvolvimento de projetos

Referem-se ao ágio decorrente dos ativos adquiridos de terceiros, inclusive por meio de combinação de negócios, e os projetos de UHE's, PCH's, Usinas Eólicas, entre outros. Além disso, para desenvolvimento destes e para os demais projetos a Companhia incorre em custos pré-operacionais inerentes ao processo de desenvolvimento de tais projetos, como a contratação de serviços de engenharia, viagens e outros. Após a autorização/permissão/concessão das licenças para instalação, os projetos desenvolvidos são alocados às Sociedades de Propósito Específicos – SPE´s controladas que reembolsarão todos os gastos incorridos à Companhia.

Os gastos incorridos em um projeto que porventura se torne passível de não instalação, são revertidos para o resultado da Companhia. Estas reversões são baseadas em avaliações da administração. No exercício de 2011 houve reversões de gastos para o resultado do exercício no montante de R$ 4.151 (R$ 1.616 e R$ 234 em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente).

3.5 Provisão para redução ao provável valor de realização dos ativos não circulantes ou de longa duração

A administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Em 2011, 2010 e 2009 não foram identificados tais eventos ou circunstâncias nas atividades da Companhia e suas controladas. Uma perda é reconhecida com base no montante pelo qual o valor contábil excede o valor provável de recuperação de um ativo ou grupo de ativos de longa duração. O valor provável de recuperação é determinado como sendo o maior valor entre (a) o valor de venda estimado dos ativos menos os custos estimados para venda e (b) o valor em uso, determinado pelo valor presente esperado dos fluxos de caixa futuros do ativo ou da unidade geradora de caixa. O gerenciamento dos negócios da Companhia e das suas controladas considera que todas as usinas e as linhas de transmissão compõem uma única unidade geradora de caixa.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos, que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

3.6 Provisões

Provisões são reconhecidos quando a Companhia e suas controladas possuem uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado, cuja liquidação seja considerada como provável e seu montante possa ser estimado de forma confiável. A despesa relativa à qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado.

O montante reconhecido como uma provisão é a melhor estimativa do valor requerido para liquidar a obrigação na data do balanço, levando em conta os riscos e incertezas inerentes ao processo de estimativa do valor da obrigação.

3.6.1 Provisões para litígios

A Companhia e suas controladas são parte de diversos processos judiciais e administrativos. Provisões são constituídas para todos os litígios referentes a processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como, a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

3.6.2 Provisões para compensações ambientais

Em função das suas atividades, as controladas da Companhia constituíram provisões para compensações ambientais. Estas obrigações estão relacionadas a investimentos em unidades de conservação assumidos durante o processo de licenciamento do empreendimento.

3.6.3 Provisões de constituição dos ativos

As provisões de constituição de ativos contemplam obrigações assumidas em obras a serem finalizadas, e que estão relacionadas a um determinado projeto que já entrou em operação.

3.7 Passivos financeiros – reconhecimento inicial e mensuração subsequente

São quaisquer passivos que sejam obrigações contratuais (i) que determinem a entrega de caixa ou de outro ativo financeiro para outra entidade ou, ainda, (ii) que determinem uma troca de ativos ou passivos financeiros com outra entidade em condições desfavoráveis à Companhia e suas controladas. Passivos financeiros ainda incluem contratos que serão ou poderão ser liquidados com títulos patrimoniais da própria entidade.

Os passivos financeiros são classificados dentro das seguintes categorias: passivo financeiro ao valor justo por meio do resultado; empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de *hedge*, conforme o caso. Esta classificação depende da natureza e do propósito do passivo financeiro, os quais são determinados no seu reconhecimento inicial.

Os instrumentos financeiros da Companhia e de suas controladas são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e, no caso de empréstimos, financiamentos e debêntures não conversíveis, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

A mensuração subsequente dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Empréstimos, financiamentos e debêntures não conversíveis: são atualizados pela variação monetária, de acordo com os índices determinados em cada contrato, incorridos até a data do balanço em adição aos juros e demais encargos contratuais, os quais são registrados em despesas financeiras, utilizando o método de taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método de taxa de juros efetivos. As controladas operacionais e a Companhia apropriam os custos com empréstimos resultado do período, quando incorridos. Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso são capitalizados como parte dos custos do correspondente ativo.

- Fornecedores: inclui obrigações com fornecedores de energia, materiais e serviços, bem como a compra de energia de curto prazo adquirida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e a tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD.

3.7.1 Liquidação de passivos financeiros

A Companhia liquida os passivos financeiros somente quando as obrigações são extintas, ou seja, quando são liquidadas, canceladas pelo credor ou prescritas de acordo com disposições contratuais ou legislação vigente.

Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

3.8 Instrumentos financeiros – apresentação líquida

Ativos e passivos financeiros são apresentados líquidos no balanço patrimonial se, e somente se, houver um direito legal corrente e executável de compensar os montantes reconhecidos e se houver a intenção de compensação, ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

3.9 Tributação

3.9.1. Impostos sobre as vendas

As receitas de vendas das controladas estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

- Programa de Integração Social (PIS) – 0,65% e 1,65%;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) - 3,00% e 7,6%;
- Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) - alíquota de acordo com o Estado aonde a energia é faturada.

Esses tributos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido.

3.9.2. Imposto de renda e contribuição social - correntes

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. A despesa de imposto de renda e contribuição social corrente é calculada de acordo com legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R$240 no período base para apuração do imposto, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável, exceto as controladas EBTE, ERTE, Lumitrans, Transirapé, Transleste, Transudeste, ETES, Queluz e Lavrinhas, que estão sob o regime de apuração pelo lucro presumido. O imposto de renda e a contribuição social corrente são reconhecidos pelo regime de competência. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização (vide nota nº 21).

A administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado.

3.9.3. Imposto de renda e contribuição social - diferidos

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias na data do balanço entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis.

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias possam ser realizadas, e créditos e perdas tributários não utilizados possam ser utilizados.

O valor contábil dos impostos diferidos ativos é revisado em cada data do balanço e baixado na extensão em que não é mais provável que lucros tributáveis estarão disponíveis para permitir que todo ou parte do ativo tributário diferido venha a ser utilizado. Impostos diferidos ativos baixados são revisados a cada data do balanço e são reconhecidos na extensão em que se torna provável que lucros tributários futuros permitirão que os ativos tributários diferidos sejam recuperados.

Caso a estimativa de lucros tributáveis futuros indique que os impostos diferidos ativos não serão recuperados, a Companhia e suas controladas registram provisão para redução ao seu provável valor de realização. Esta análise é fundamentada na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, determinada em estudo técnico aprovado pelos órgãos de administração da Companhia.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à taxa de imposto que é esperada de ser aplicável no ano em que o ativo será realizado ou o passivo liquidado, com base nas taxas de imposto (e lei tributária) que foram promulgadas na data do balanço.

Imposto diferido relacionado a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido também é reconhecido no patrimônio líquido, e não na demonstração do resultado. Itens de imposto diferido são reconhecidos de acordo com a transação que originou o imposto diferido, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos serão apresentados líquidos se existe um direito legal ou contratual para compensar o ativo fiscal contra o passivo fiscal e os impostos diferidos são relacionados à mesma entidade tributada e sujeitos à mesma autoridade tributária.

3.10 Outros ativos e passivos circulantes e não-circulantes

Um ativo é reconhecido no balanço quando se trata de recurso controlado pela Companhia decorrente de eventos passados e do qual se espera que resultem em benefícios econômicos futuros.

Um passivo é reconhecido no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para liquidá-lo.

Os outros ativos estão demonstrados pelos valores de aquisição ou de realização, quando este último for menor, e os outros passivos estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas.

3.11 Classificação dos ativos e passivos no circulante e não circulante

Um ativo ou passivo deverá ser registrado como não circulante se o prazo remanescente do instrumento for maior do que 12 meses e não é esperado que a liquidação ocorra dentro do período de 12 meses subsequentes à data-base das demonstrações contábeis, caso contrário será registrado no circulante.

3.12 Ajuste a valor presente de ativos e passivos

Os ativos e passivos monetários de longo prazo e os de curto prazo, quando o efeito é considerado relevante em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto, são ajustados pelo seu valor presente.

O ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em certos casos implícita, dos respectivos ativos e passivos. Dessa forma, os juros embutidos nas receitas, despesas e custos associados a esses ativos e passivos são descontados com o intuito de reconhecê-los em conformidade com o regime de competência de exercícios. Posteriormente, esses juros são realocados nas linhas de despesas e receitas financeiras no resultado por meio da utilização do método da taxa efetiva de juros em relação aos fluxos de caixa contratuais.

As taxas de juros implícitas aplicadas foram determinadas com base em premissas e são consideradas estimativas contábeis. Nas datas das demonstrações contábeis a Companhia e suas controladas não possuíam ajustes a valor presente de montantes significativos.

3.13 Dividendos

Os dividendos propostos a serem pagos e fundamentados em obrigações estatutárias são registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro anual seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados auditados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "dividendo adicional proposto" no patrimônio líquido.

3.14 Reconhecimento da receita

A receita de venda inclui somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. As quantias cobradas por conta de terceiros - tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos da Companhia e de suas controladas, portanto, não estão apresentadas na demonstração do resultado.

3.14.1 Receita de transmissão de Energia Elétrica

As controladas do segmento de transmissão reconhecem a receita da prestação de serviços de transmissão em conformidade com a normativa contábil da ICPC 01. Os concessionários devem registrar e mensurar a receita dos serviços que prestam obedecendo aos pronunciamentos técnicos CPC 17 (IAS 11) e CPC 30 (IAS 18), mesmo quando prestados sob um único contrato de concessão.

O valor da receita pode ser mensurado com segurança, e os benefícios são atingidos para as atividades de transmissão de energia, uma vez que, na atividade de transmissão de energia, a receita prevista no contrato de concessão, a RAP, é realizada (recebida/auferida) pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão e não depende da utilização da infraestrutura pelos usuários do sistema.

As receitas no período pré-operacional do negócio de transmissão de energia, quando registradas, são segregadas em:

- Receitas de infraestrutura
- Remuneração do ativo de concessão

E no período operacional do negócio de transmissão de energia, quando registradas, são segregadas em:

- Receita de transmissão de energia
- Remuneração do ativo de concessão

3.14.2 Receita de fornecimento de Energia Elétrica

As controladas do segmento de geração reconhecem a receita de venda de energia elétrica no resultado de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, a qual estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador. A apuração energia entregue conforme as bases contratadas ocorre em bases mensais.

3.14.3 Receita de juros

A receita de juros decorrente de investimento de curto prazo é calculada com base na aplicação da taxa de juros efetiva, pelo prazo decorrido, sobre o valor do principal investido. A receita de juros é incluída na rubrica receita financeira, na demonstração do resultado.

3.15 Resultado por ação

A Companhia efetua os cálculos do resultado por ações utilizando o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41 (IAS 33).

O resultado básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do período pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. Os resultados por ação de exercícios anteriores são ajustados retroativamente, quando aplicável, para refletir eventuais capitalizações, emissões de bônus, agrupamentos ou desdobramentos de ações. Não existem instrumentos financeiros de capital que poderiam afetar o lucro líquido por ação por meio de diluição e, portanto o lucro líquido por ação básico ou diluído são idênticos.

O estatuto da Companhia atribui direitos distintos às ações preferenciais e às ordinárias sobre os dividendos. Consequentemente o resultado básico e o resultado diluído por ação são calculados pelo método de "duas classes". O método de "duas classes" é uma fórmula de alocação do lucro que determina o resultado por ação preferencial e ordinária de acordo com os dividendos declarados e os direitos de participação sobre lucros não distribuídos.

3.16 Programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as empresas geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para esses programas. A Companhia possui registrado no passivo circulante e não circulante a rubrica Provisão para pesquisa e desenvolvimento, na qual está registrado o valor destinado da receita, conforme período previsto para a realização dos investimentos.

3.17 Segmento de Negócios

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da Companhia para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

3.18 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras da controladora e consolidadas da Companhia requer que a administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Quando necessário, as estimativas basearam-se em pareceres elaborados por especialistas. A Companhia e suas controladas adotaram premissas derivadas de experiências históricas e outros fatores que entenderam como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia e suas controladas são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, são discutidas a seguir.

3.18.1 Vida útil dos bens do imobilizado

Conforme descrito na Nota nº 3.2, a Companhia e suas controladas utilizam os critérios definidos na Resolução ANEEL nº. 367, de 2 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.

3.18.2 Perda por Redução ao Valor Recuperável de Ativos não Financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, correspondentes ao período da concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação. Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia não identificou nenhum indicador, através de informações extraídas de fontes internas e externas, relacionado à perdas por redução ao provável valor de recuperação dos ativos não financeiros.

3.18.3 Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época de resultados tributáveis futuros. Dado o amplo aspecto de relacionamentos de negócios internacionais, bem como a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições em que opera. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia.

Julgamento significativo da administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

3.18.4 Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

3.18.5 Provisão para Litígios

A Companhia reconhece provisão para causas cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

3.18.6 Contabilização de contratos de concessão

Na contabilização dos contratos de concessão a Companhia efetua análises que envolvem o julgamento da Administração, substancialmente, no que diz respeito a: aplicabilidade da interpretação de contratos de concessão, determinação e classificação dos gastos de construção, ampliação e reforços como ativo financeiro.

3.18.7 Momento de reconhecimento do ativo financeiro

A Administração da Companhia e de suas controladas avaliam o momento de reconhecimento dos ativos financeiros com base nas características econômicas de cada contrato de concessão. A contabilização de adições subsequentes ao ativo financeiro somente ocorrerão quando da prestação de serviço de construção relacionado com ampliação/melhoria/reforço da infraestrutura que represente potencial de geração de receita adicional. Para esses casos, a obrigação da construção não é reconhecida na assinatura do contrato, mas o será no momento da construção, com contrapartida de ativo financeiro.

3.18.8 Determinação da taxa efetiva de juros do ativo financeiro

A taxa efetiva de juros é a taxa que desconta exatamente os pagamentos ou recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida esperada do instrumento.

3.18.9 Determinação das receitas de infraestrutura

As controladas abrangidas pelo escopo do ICPC 01, registram a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão de acordo com o CPC 17 e CPC 30. De acordo com a regulação do setor elétrico brasileiro, a concessionária de geração ou transmissão é responsável pela construção do respectivo empreendimento, e dessa forma é reconhecida a receita de infraestrutura pelo valor justo e os respectivos custos transformados em despesas relativas ao serviço de construção, por consequência, apurar margem de lucro, se houver. Na contabilização das receitas de construção a Administração da Companhia e de suas controladas avaliam questões relacionadas à responsabilidade primária pela prestação de serviços de construção, mesmo nos casos em que haja a terceirização dos serviços, custos de gerenciamento e/ou acompanhamento da obra, levando em consideração que os projetos embutem margem suficiente para cobrir os custos de construção mais determinadas despesas do período de construção. Todas as premissas descritas são utilizadas para fins de determinação do valor justo das atividades de construção.

3.18.10 Determinação das receitas de operação e manutenção

Quando a concessionária presta serviços de operação e manutenção, é reconhecida a receita pelo valor justo e os respectivos custos, conforme estágio de conclusão do contrato.

3.19 Demonstrações dos fluxos de caixa

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas pelo método indireto e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM n°. 547, de 13 de agosto de 2008, que aprovou o pronunciamento contábil CPC 03 (IAS 7) – Demonstração dos Fluxos de Caixa, emitido pelo CPC.

3.20 Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e suas controladas e sua distribuição durante determinado período e é apresentada pela Companhia e suas controladas, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia e suas controladas, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

3.21 Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição. Para cada combinação de negócio, a Companhia mensurou a participação de não controladores na adquirida pela parte que lhes cabe no valor justo dos ativos identificáveis líquidos das adquiridas. Custos diretamente atribuíveis à aquisição são contabilizados como despesa quando incorridos.

Qualquer contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente é reconhecida a valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo são reconhecidas na demonstração do resultado ou em outros resultados abrangentes. Se a contraprestação contingente for classificada como patrimônio, não é reavaliada até que seja finalmente liquidada no patrimônio.

Para algumas investidas a Companhia adquire o controle após a fase pré-operacional sem transferência de contraprestação, em virtude de alguns direitos de veto de não controladores que são relevantes na fase pré-operacional, mas que perdem relevância na fase operacional.

A partir de 01 de janeiro de 2011 a Companhia passou a consolidar de forma integral a controlada EBTE. Não houve ajustes relevantes nos ativos e passivos registrados e não foi identificado ativos intangíveis.

4. Normas e interpretações novas e revisadas e ainda não adotadas

Novos pronunciamentos, alterações nos pronunciamentos existentes e novas interpretações listadas a seguir foram publicados e são obrigatórios para os exercícios iniciados em 1° de janeiro de 2012 ou posteriores.

O CPC ainda não editou os respectivos pronunciamentos e modificações relacionados às IFRS novas e revisadas apresentadas nesta nota explicativa. Em decorrência do compromisso do CPC e da CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo IASB, é esperado que esses pronunciamentos e modificações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM.

A Companhia e suas controladas não adotaram de forma antecipada tais alterações em suas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2011.

4.1. Pronunciamentos do IFRS revisados em 2010

Em maio de 2010 o IASB emitiu seu terceiro conjunto de emendas a suas normas, com o objetivo de eliminar inconsistências e esclarecer dúvidas na redação. Existem provisões de transição em separado para cada norma. A adoção das emendas descritas a seguir trouxe alterações às políticas contábeis; porém, não impactou o desempenho ou a situação financeira da Companhia.

- IFRS 3 Combinações de Negócios: As opções de mensuração disponíveis para participação minoritária (NCI) receberam emendas. Somente os itens de NCI que constituem 100% de participação corrente que outorgam ao acionista uma parcela proporcional dos ativos líquidos da entidade no caso de dissolução da sociedade deverão ser mensurados por seu valor justo ou pela parcela proporcional dos instrumentos de participação dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. Todos os outros itens devem ser mensurados pelo seu valor justo na data de aquisição.

  As emendas ao IFRS 3 entraram em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de julho de 2011.

- IFRS 7 Instrumentos Financeiros – Divulgações: O objetivo desta emenda é simplificar a divulgação apresentada, através da redução no volume de divulgações no que se refere a garantias recebidas e melhoria nas divulgações, através da exigência de divulgação de informações qualitativas a fim de colocar as informações quantitativas em perspectiva.

- IAS 1 Apresentação das demonstrações financeiras: Esta emenda esclarece que a entidade pode apresentar análise de cada item de outros resultados abrangentes nas demonstrações de mutações no patrimônio líquido ou nas notas explicativas.

4.2. Pronunciamentos do IFRS ainda não em vigor em 31 de dezembro de 2011

Listamos a seguir as normas emitidas, que ainda não haviam entrado em vigor até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia. Esta listagem de normas e interpretações emitidas contemplam aquelas que a Companhia de forma razoável espera que produzam impacto nas divulgações, situação financeira ou desempenho mediante sua aplicação em data futura. A Companhia pretende adotar tais normas quando as mesmas entrarem em vigor.

- IAS 1 Apresentação das demonstrações financeiras - Apresentação de itens de Outros Resultados Abrangentes: Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2012.

- IAS 12 Imposto de renda - Recuperação dos Ativos Subjacentes: Esta emenda esclareceu a determinação de imposto diferido sobre os investimentos mensurados pelo valor justo. Introduz a presunção refutável de que o imposto diferido sobre investimentos mensurados pelo modelo de valor justo no IAS 40 deveria ser definido com base no fato de que seu valor contábil será recuperado através da venda. Adicionalmente, introduz a exigência de que o imposto diferido sobre ativos não sujeitos à depreciação que são mensurados usando o modelo de reavaliação no IAS 16 sempre sejam mensurados com base na venda do ativo. Esta emenda entra em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2012.

- IAS 19 Benefícios aos empregados (Emenda): O IASB emitiu várias emendas ao IAS 19. Tais emendas englobam desde alterações fundamentais como a remoção do mecanismo do corredor e o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano até simples esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações e reformulação. Esta emenda não trará impactos para a Companhia. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2013.

- IAS 27 Demonstrações financeiras consolidadas e individuais (revisado em 2011): Como consequência dos recentes IFRS 10 e IFRS 12, o que permanece no IAS 27 restringe-se à contabilização de subsidiárias, entidades de controle conjunto, e associadas em demonstrações financeiras em separado. A Companhia não apresenta demonstrações financeiras em separado. Esta emenda entra em vigor para períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.

- IAS 28 Contabilização de Investimentos em Associadas e Joint Ventures (revisado em 2011): Como consequência dos recentes IFRS 11 e IFRS 12, o IAS 28 passa a ser IAS 28 Investimentos em Associadas e Joint Ventures, e descreve a aplicação do método patrimonial para investimentos em joint ventures, além do investimento em associadas. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.

- IFRS 7 Instrumentos financeiros - Divulgações - Aumento nas Divulgações relacionadas a Baixas: Esta emenda exige divulgação adicional sobre ativos financeiros que foram transferidos, porém não baixados, a fim de possibilitar que o usuário das demonstrações financeiras da Companhia compreende a relação com aqueles ativos que não foram baixados e seus passivos associados. Além disso, a emenda exige divulgações quanto ao envolvimento continuado nos ativos financeiros baixados para permitir que o usuário avalie a natureza do envolvimento continuado da entidade nesses ativos baixados, assim como os riscos associados. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de julho de 2011. A emenda em questão afeta apenas as divulgações e não tem impacto sobre o desempenho ou a situação financeira da Companhia.

- IFRS 9 Instrumentos Financeiros – Classificação e Mensuração: O IFRS 9 na forma como foi emitido reflete a primeira fase do trabalho do IASB na substituição do IAS 39 e refere-se à classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros conforme estabelece o IAS 39. A norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. Em fases subsequentes, o IASB examinará contabilidade de cobertura e perda no valor recuperável de ativos financeiros. Esse projeto deverá ser encerrado no final de 2011 ou no primeiro semestre de 2012. Adoção da primeira fase do IFRS 9 terá efeito sobre a classificação e mensuração dos ativos financeiros da Companhia, mas potencialmente não trará impactos sobre a classificação e mensuração de passivos financeiros. A Companhia irá quantificar o efeito dessa emenda em conjunto com as outras fases, quando emitidas, a fim de apresentar um quadro abrangente.

- IFRS 10 - Demonstrações Financeiras Consolidadas: O IFRS 10 substitui as partes do IAS 27 Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais que se referem ao tratamento contábil das demonstrações financeiras consolidadas. Inclui também os pontos levantados no SIC-12 Consolidação — Entidades para Fins Especiais – Envolvimento com Outras Entidades. O IFRS 10 estabelece um único modelo de consolidação baseado em controle que se aplica a todas as entidades, inclusive as entidades para fins especiais. As alterações introduzidas pelo IFRS 10 irão exigir que a administração exerça importante julgamento na determinação de quais entidades são controladas e, portanto, necessitam ser consolidadas pela controladora, em comparação com as exigências estabelecidas pelo IAS 27. Esta norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.

- IFRS 11 – Acordos Conjuntos (*Joint ventures)*: O IFRS 11 substitui o SIC 13 e IAS 31 e se aplica às entidades controladas em conjunto. De acordo com a norma, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou *joint ventures*, conforme os direitos e obrigações das partes dos acordos. As *joint ventures* devem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto as entidades controladas em conjunto, podem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial ou pelo método de contabilização proporcional. Esta norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.

- IFRS 13 – Mensuração de Valor Justo: O IFRS 13 se aplica quando outros pronunciamentos de IFRS exigem ou permitem mensurações ou divulgações do valor justo (e mensurações, tais como o valor justo menos custo de venda, com base no valor justo ou divulgações sobre as referidas mensurações). Esta norma entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou a partir de 1º de janeiro de 2013.

5. Caixa e Equivalentes de Caixa e Investimento de curto prazo

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Caixa e equivalente de caixa:						
Caixa	95	4.608	103	12.844	39.300	17.214
Aplicações financeiras	634	-	12.385	13.699	24.589	47.771
	729	4.608	12.488	26.543	63.889	64.985
Investimento de curto prazo:						
Aplicações financeiras	19.958	139.313	182.422	152.545	190.537	199.296
	19.958	139.313	182.422	152.545	190.537	199.296

5.1. Aplicações financeiras classificadas como caixa e equivalentes de caixa:

Referem-se substancialmente a certificados de depósitos bancários, fundos de renda fixa, que em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 estavam sendo remuneradas em média na controladora e no consolidado à 100%% do CDI e aplicações financeiras automáticas, que são vinculadas a conta corrente, onde a remuneração efetiva do CDB dependerá do prazo total pelo qual os recursos permanecem aplicados, considerando que a administração registra essas aplicações pelo percentual de rendimento mínimo, não ocorrendo portanto risco de variação significativa do valor em caso de resgate antecipado, e são considerados instrumentos financeiros mensurados ao valor justo em contrapartida do resultado.

5.2. Aplicações financeiras classificadas como investimentos de curto prazo:

Referem-se substancialmente a certificados de depósitos bancários, fundo exclusivo e títulos públicos, e são considerados instrumentos financeiros disponíveis para venda. Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 estavam sendo remuneradas em aproximadamente 100% do CDI na controladora e consolidado.

6. Títulos e Valores Mobiliários

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Circulante			
Alupar Investimento S.A. (a)	170.535	247.671	326.149
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE (b)	6.914	-	-
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (b)	518	-	-
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE (b)	-	18.469	-
Empresa Catarinense de Transmissão S.A. – ECTE (b)	-	2.228	-
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE (b)	-	10.962	-
	177.967	279.330	326.149
Não circulante			
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE (c)	14.297	14.297	31.171
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE (b)	6.913	-	-
Empresa Catarinense de Transmissão S.A. – ECTE (b)	-	-	2.208
Empresa Norte de Transmissão S.A. - ENTE (c)	3.843	3.843	16.262
Empresa Regional de Transmissão S.A. - ERTE (b)	2.138	2.121	2.371
Empresa Paraense de Transmissão S.A. - ETEP (c)	6.803	5.923	5.764
Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC (b)	4.514	4.664	4.918
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans (b)	2.098	2.831	3.084
ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo (b)	2.028	1.186	1.098
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. – STN (b)	6.617	-	-
Foz do Rio Claro Energia S.A. (b)	9.578	-	-
Ijuí Energia S.A. (b)	11.264	-	-
Usina Paulista Queluz de Energia S.A. (b)	5.897	4.513	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A. (b)	6.191	855	-
Companhia Transleste de Transmissão (b)	2.852	2.559	2.334
Companhia Transirapé de Transmissão (b)	1.902	2.015	2.056
Companhia Transudeste de Transmissão (b)	827	896	1.059
	87.762	45.703	72.325

a) Os Títulos e valores mobiliários registrado na Companhia referem-se à integralização de capital efetuado pelo acionista FI-FGTS, em 28 de setembro de 2009, no montante de R$ 400.000. Em cumprimento ao acordo de acionistas firmado entre a Companhia e o FI-FGTS, o valor integralizado pelo FI-FGTS ficará retido, e depositado em uma conta vinculada na Caixa Econômica Federal. A liberação do valor da integralização do FI-FGTS se dará em 5 tranches de R$ 80.000, com a condicionante da apresentação de comprovação de dispêndios realizados com os valores já liberados. Atualmente, os recursos ainda não liberados estão depositados em Fundo Exclusivo, denominado FI Energia, cuja rentabilidade média corresponde a 100% do CDI, formado basicamente de Títulos Públicos, e Certificados de Depósito Bancário emitidos por bancos de primeira linha conforme estatuto do fundo. Até 31 de dezembro de 2011, já haviam sido liberadas 3 "tranches" e seus respectivos rendimentos. A previsão contratual é de utilização do saldo remanescente até setembro de 2012. A composição e diversificação da carteira em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 é como segue:

	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Operações compromissadas			
Notas do tesouro nacional	11.235	72.263	334.986
Títulos federais			
Letras financeiras do tesouro	138.954	157.424	143.414
Títulos privados			
Certificados de depósitos bancários	20.542	35.960	30.180
Total da carteira - FI Energia	**170.731**	**265.647**	**508.580**
Registrado em títulos e valores mobiliários	170.535	247.671	326.149
Registrado em investimentos de curto prazo	196	17.976	182.431
Total da carteira - FI Energia	**170.731**	**265.647**	**508.580**

b) O caixa registrado nas controladas referem-se a constituição de contas reservas definidas nos contratos de empréstimos das controladas. Estas contas consistem na obrigação de manter aplicações financeiras correspondentes, em média, a três prestações dos empréstimos, financiamentos e debêntures.

c) Aplicação destinada ao reinvestimento em projetos de infraestrutura na Amazônia brasileira no qual está sujeito a aprovação da Agência de Desenvolvimento da Amazônia (ADA).

7. Contas a receber de clientes

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Circulante			
Transmissão de energia elétrica	102.061	83.204	78.713
Suprimento de energia elétrica	17.804	12.671	-
	119.865	95.875	78.713

A Administração não identificou necessidade de constituir provisão para perda com contas a receber.

8. Impostos a compensar

Por força de determinações legais, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto sofreram as retenções e/ou procederam as antecipações para posterior compensação de tributos e contribuições. Os saldos destes tributos estão assim distribuídos:

a) Imposto de renda e contribuição social corrente e outros tributos a compensar

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Circulante						
Imposto de renda	-	-	-	10.155	3.570	8.385
Contribuição social	-	-	-	8.318	395	6.276
Imposto de renda retido na fonte	17.245	10.259	6.671	23.347	15.034	8.997
PIS	-	15	10	2.070	1.515	54
COFINS	-	71	44	10.455	7.638	486
INSS	-	-	-	113	141	73
Outros	-	546	-	4.912	160	2.228
	17.245	10.891	6.725	59.370	28.453	26.499
Não circulante						
Imposto de renda	-	-	-	-	-	257
Contribuição social	-	-	-	-	-	101
PIS	-	-	-	5.718	2.327	1.590
COFINS	-	-	-	26.340	10.716	7.363
INSS	-	-	-	112	-	-
	-	-	-	32.170	13.043	9.311

b) Imposto de renda e contribuição social diferido

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Não circulante						
Imposto de renda diferido	-	-	-	160	15	126
Contribuição social diferido	-	-	-	68	5	57
	-	-	-	228	20	183

9. Contrato de Concessão Público - Privado

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Circulante			
Ativo financeiro da concessão	880.725	768.621	735.562
	880.725	768.621	735.562
Não circulante			
Ativo financeiro da concessão	3.025.272	2.503.247	2.353.537
	3.025.272	2.503.247	2.353.537

Movimentação do ativo financeiro de concessão:	
Saldo em 1º de janeiro de 2009	**2.965.572**
Receita de concessão de transmissão	76.401
Remuneração do ativo financeiro	687.650
Receita de infraestrutura	63.025
Recuperação do ativo financeiro (baixa)	(703.549)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	**3.089.099**
Receita de concessão de transmissão	85.014
Remuneração do ativo financeiro	710.577
Receita de infraestrutura	122.257
Recuperação do ativo financeiro (baixa)	(735.079)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	**3.271.868**
Receita de concessão de transmissão	99.719
Remuneração do ativo financeiro	790.090
Receita de infraestrutura	237.926
Ativo financeiro adquirido em transação de capital	328.194
Recuperação do ativo financeiro (baixa)	(821.800)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	**3.905.997**

Ativo financeiro da concessão

Os serviços públicos de transmissão de energia elétrica prestados pelas controladas da Companhia são regulamentados pelos contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica celebrados com a União – Poder Concedente. Estes contratos de concessão estabelecem os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados. Estes contratos estabelecem também, que os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente no final da concessão, mediante pagamento de uma indenização.

Sendo assim, com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de transmissão de energia elétrica das controladas e controladas em conjunto da Companhia, decidiu-se pela aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão nestas controladas e controladas em conjunto. A Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, indica as condições para a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de transmissão de energia elétrica, abrangendo a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

As infraestruturas construídas da atividade de transmissão que estavam originalmente representadas pelos ativos imobilizados das controladas e controladas em conjunto são, ou serão, recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- Parte através da Receita Anual Permitida – RAP recebida durante o prazo definido pelo contrato de concessão;

- Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa, considerando - se que esta parcela do ativo financeiro é garantida no contrato de concessão, e está incluída no modelo de fluxo de caixa, além de ser reconhecida, como premissa conservadora adotada pela administração, pelo seu valor residual avaliada ao custo histórico, por falta de uma metodologia adequada à mensuração de seu valor;

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade dos serviços concedidos.

Critério de reajuste das tarifas de transmissão

Os contratos de concessão estabelecem os valores de receita que as controladas de transmissão receberão ao longo do período de concessão, sendo tais valores estáveis e previsíveis. A RAP é contratada junto ao poder concedente na outorga das concessões e está sujeita à disponibilidade das linhas de transmissão, e não ao volume de energia transmitida. Segundo os contratos de transmissão das controladas, as RAPs são ajustadas anualmente, no mês de julho, pela variação anual do IGP-M ou IPCA, conforme contrato. As controladas ETEM, ETES, ETVG, TME e TNE estão sujeitas a uma revisão tarifária a cada 5 anos, até que complete o 15º ano de concessão, o que implica em um reajuste adicional relacionado essencialmente à variação do custo de dívida, atrelado apenas à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo ("TJLP") (calculado pela média móvel de cinco anos dessa taxa), conforme regido nos editais de licitação das linhas de transmissão. Os contratos de concessão da EATE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP, ETES, STN, Transirapé, Transleste, Transudeste, Lumitrans e STC dispõem que a partir do 16° ano de operação comercial a RAP será reduzida em 50% do valor vigente no 15° ano até o final do prazo de concessão. O contrato de concessão da EBTE dispõem RAP linear durante todo o prazo da concessão.

Os contratos de concessão outorgados pela ANEEL, anteriores à publicação da Resolução Normativa ANEEL n° 230, de 12 de setembro de 2006, que foi revogada pela Resolução Normativa n°. 490, de 29 de maio de 2012, não contêm previsão que autoriza a revisão tarifária periódica da RAP. Isso porque os respectivos editais de licitação não continham tal previsão, permitindo aos licitantes que projetassem a RAP constante de suas propostas financeiras sem levar em consideração eventuais revisões periódicas.

Reforços, Melhorias e Receita em função destas obras

O Poder Concedente poderá alterar, unilateralmente, os contratos de concessão, inclusive quando houver alteração do projeto ou das especificações anteriormente previstas (reforços). À concessionária é garantido o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e, consequentemente, é conferida uma receita adicional para amortização dos investimentos realizados para a implementação de tais alterações.

Já as melhorias, em tese, encontram-se abrangidas pelo objeto de cada concessão e servem para a continuidade da prestação do serviço adequado. Melhoria compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, de acordo com o respectivo contrato de concessão e os Procedimentos de Rede. Os custos incorridos com melhorias devem ser registrados de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, para que sejam considerados nas revisões da RAP subsequentes.

Reforço é a implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas previamente pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação. Determinadas espécies de reforços poderão ser implementadas diretamente pelas concessionárias de transmissão, sem a autorização prévia da ANEEL, desde que haja solicitação do ONS motivada por expansão da capacidade ou da confiabilidade do SIN.

As taxas efetivas de juros aplicadas no ativo financeiro das controladas variavam de 3,98% à 33,05% em 31 de dezembro de 2011, 7,40% à 33,05% em 31 de dezembro de 2010 e 7,40% à 33,05% em 31 de dezembro de 2009.

Características do Contrato de Concessão das Controladas - Transmissão

Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. (EATE): Por meio do Contrato de Concessão nº 42/2001, de 12 de junho de 2001, foi outorgada à controlada EATE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo as linhas de transmissão de 500 kV entre as subestações seccionadoras Tucuruí, Marabá, Imperatriz e Presidente Dutra e Açailândia.

Sistema de Transmissão do Nordeste S.A. (STN): Por meio do Contrato de Concessão nº 05/2004, de 18 de fevereiro de 2004, foi outorgada à controlada STN pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo as Linhas de Transmissão em 500 kv, Teresina II – Sobral III – C2, com origem no Estado do Piauí e término no Estado do Ceará, com extensão de 334 Km e Sobral II – Fortaleza II – C2, no Estado do Ceará, com extensão de 212 KM.

Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A. (ETES): Por meio do Contrato de Concessão nº 006/2007, de 20 de abril de 2007, foi outorgada à controlada ETES pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação da linha de transmissão de 230 kv, com extensão de 107 km, composta pela linha de transmissão Mascarenhas – Verona, localizadas no Estado do Espírito Santo.

Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. (ETEP): Por meio do Contrato de Concessão nº 43/2001, de 12 de junho de 2001, foi outorgada à controlada ETEP pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão de 345/138 Kv, com origem na subestação de Tucuruí (ampliação) e término na subestação de Vila do Conde (ampliação), no Estado do Pará.

Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. (ENTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 85/2002, de 11 de dezembro de 2002, foi outorgada à controlada ENTE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo duas linhas de transmissão de 500 kV cada uma, sendo a primeira com origem na subestação de Tucuruí (ampliação) e término na subestação Marabá (ampliação), ambas no estado do Pará e a segunda com origem na subestação de Marabá e término na subestação de Açailândia (ampliação), no Estado do Maranhão.

Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. (ERTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 83/2002, de 11 de dezembro de 2002, foi outorgada à controlada ERTE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão de 230 kV, com 179 km de extensão, com origem na subestação de Vila do Conde (ampliação) e término na subestação de Santa Maria (ampliação), ambas no Estado do Pará.

Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. (ECTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 88/2000, de 1º de novembro de 2000, foi outorgada à controlada ECTE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão de 525 kv, com extensão de 252,5 km, com origem na subestação de Campos Novos (ampliação) e término na subestação de Blumenau (ampliação) no Estado de Santa Catarina.

Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A. (ETEM): Por meio do Contrato de Concessão nº 005/2010, de 12 de julho de 2010, foi outorgada à controlada ETEM pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão compostas, segundo o contrato, pela Linha de Transmissão em 230 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 130 Km, com origem na Subestação Nobres, localizada no Estado de Mato Grosso e termino na Subestação Cuibá, localizada no Estado de Mato Grosso; segundo circuito simples com extensão aproximada de 105 km, origem na Subestação Nova Mutum e término na Subestação de Nobres localizada no Estado de Mato Grosso.

Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (TME): Por meio do Contrato de Concessão nº 025/2009, de 19 de novembro de 2009, foi outorgada à controlada TME pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão compostas, segundo o contrato, pela Linha de Transmissão em 500 kv, circuito simples, com extensão aproximada de 348 Km, com origem na Subestação Jauru, localizada no Estado de Mato Grosso e termino na Subestação Cuibá, localizada no Estado de Mato Grosso; pela Subestação Jauru em 500/230 kv – 750 MVA.

Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. (ETVG): Por meio do Contrato de Concessão nº 018/2010, de 23 de dezembro de 2010, foi outorgada à controlada ETVG pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na construção, operação e manutenção das instalações de transmissão compostas, segundo o contrato, pela Subestação Várzea Grande, em 230/138 kv.

Companhia Transmissora de Energia Elétrica (Lumitrans): Por meio do Contrato de Concessão nº 007/2004, de 18 de fevereiro de 2004, foi outorgada à controlada Lumitrans pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão de 525 kv, com extensão de 51 km, com origem na subestação de Machadinho e término na subestação de Campos Novos, ambas no estado de Santa Catarina.

Sistema de Transmissão Catarinense S.A. (STC): Por meio do Contrato de Concessão nº 006/2006, de 27 de abril de 2006, foi outorgada à controlada STC pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão Barra Grande - Lages, circuito duplo, com extensão aproximada de 96 km, com origem na subestação Barra Grande e término na subestação Lages; linha de transmissão Lages - Rio do Sul, circuito duplo, com extensão aproximada de 99 km, com origem na nova subestação de Lages e término na nova subestação Rio do Sul, todas localizadas no Estado de Santa Catarina.

Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. (EBTE): Por meio do Contrato de Concessão nº 11/2008, de 16 de outubro de 2008, foi outorgada à controlada EBTE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão em 230 kV, composto pelas linhas de transmissão, Juína-Maggi, circuito duplo, com 215 km de extensão, interligando a nova subestação de Juína à subestação de Maggi; linha de transmissão Maggi-Juba, circuito duplo, com 232 km de extensão, com origem na subestação de Maggi e término na subestação de Juba; linha de transmissão Maggi-Parecis, circuito duplo, com 106 km de extensão, com origem na subestação de Maggi e término na nova subestação de Parecis e a linha de transmissão Nova Mutum-Sorriso-Sinop, circuito simples, com 222 km de extensão, interligando as subestações de Nova Mutum, Sorriso e Sinop, todas localizadas no Estado de Mato Grosso.

Companhia Transleste de Transmissão (Transleste): Por meio do Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 009/2004 - ANEEL, datado de 18 de fevereiro de 2004, celebrado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi outorgada à controlada Transleste a concessão de Serviço de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação da linha de transmissão de 345 kV, com 138 km de extensão, tendo origem na subestação de Montes Claros, e término na nova subestação Seccionadora de Irapé, ambas no Estado de Minas Gerais.

Companhia Transirapé de Transmissão (Transirapé): Por meio do Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 012/2005, lote B - ANEEL, datado de 15 de março de 2005, celebrado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi outorgada à controlada Transirapé a concessão de Serviço de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação da linha de transmissão de 230 kV, com 61 km de extensão, tendo origem na subestação de Irapé, e término na nova subestação de Araçuaí 2, ambas no Estado de Minas Gerais.

Companhia Transudeste de Transmissão (Transudeste): Por meio do Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 005/2005, lote F - ANEEL, datado de 04 de março de 2005, celebrado com a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi outorgada à controlada Transudeste a concessão de Serviço de Transmissão de Energia Elétrica, pelo prazo de 30 anos, que consiste na implantação, manutenção e operação da linha de transmissão de 345 kV, com 140 km de extensão, tendo origem na subestação de Itutinga, e término na subestação de Juiz de Fora, ambas no Estado de Minas Gerais.

Empresa Santos Dumont de Energia S.A. (ESDE): Por meio do Contrato de Concessão nº 025/2009, de 19 de novembro de 2009, foi outorgada à controlada ESDE pela União, por intermédio da ANEEL, a concessão de serviço de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, compreendendo a linha de transmissão em 345/138 kV, composto pela subestação Santos Dumont e dois trechos de linhas de transmissão em 345 kv, compreendidos entre o ponto de seccionamento das Linhas de Transmissão Barbacena 2 – Juiz de Fora 1 e a Subestação Santos Dumont, todas localizadas no Estado de Minas Gerais.

10. Investimentos

A movimentação do investimento no exercício de 31 de dezembro de 2011 e 2010 são como segue:

Descrição	Saldo em 31/12/2010	Adições	(Baixas)	Dividendos / JSCP	Equivalência Patrimonial	Saldo em 31/12/2011
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial:						
Alupar Inversiones Peru	77	-	-	-	(1.118)	(1.041)
Transminas Holding S.A.	57.941	-	-	(5.719)	11.518	63.740
Foz do Rio Claro Energia S.A.	38.213	35.000	-	-	(3.174)	70.039
Ijuí Energia S.A.	34.862	60.000	-	-	(763)	94.099
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	11.081	-	-	-	1.065	12.146
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	11.785	-	-	-	254	12.039
Ferreira Gomes Energia S.A	1	118.079	-	-	(456)	117.624
Genpower termoelétricas e participações S.A.	-	-	-	-	(70)	(70)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	280.985	91.541	-	(73.241)	94.943	394.228
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	176.720	7.902	-	(34.219)	37.824	188.227
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	28.123	8.086	-	(705)	12.146	47.650
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	73.955	-	-	(11.529)	22.029	84.455
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	158.132	-	-	(34.223)	45.418	169.327
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	29.385	6.772	-	(7.099)	9.091	38.149
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	47.307	2.997	-	(13.365)	11.859	48.798
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	8.481	13.200	-	-	1.713	23.394
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	34.882	6.024	-	-	6.629	47.535
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A.	501	5.800	-	-	102	6.403
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	5.530	525	-	(529)	1.051	6.577
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	16.702	3.396	-	(743)	2.916	22.271
	1.014.663	359.322	-	(181.372)	252.977	1.445.590
Terrenos	5.686	70	-	-	-	5.756
Outros	1	-	-	-	-	1
	1.020.350	359.392	-	(181.372)	252.977	1.451.347

Descrição	Saldo em 31/12/2009	Adições	(Baixas)	Dividendos / JSCP	Equivalência Patrimonial	Saldo em 31/12/2010
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial:						
Alupar Inversiones Peru	-	981	-	-	(904)	77
Transminas Holding S.A.	51.815	-	(2.486)	(2.363)	10.975	57.941
Foz do Rio Claro Energia S.A.	41.008	-	-	-	(2.795)	38.213
Ijuí Energia S.A.	42.058	-	-	-	(7.196)	34.862
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	10.872	-	-	-	209	11.081
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	11.224	-	-	-	561	11.785
Ferreira Gomes Energia S.A	-	1	-	-	-	1
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	212.368	12.324	-	(14.752)	71.045	280.985
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	161.984	-	(9.209)	(11.379)	35.324	176.720
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	23.767	-	-	(1.216)	5.572	28.123
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	53.287	12.218	(5.237)	(7.003)	20.690	73.955
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	126.968	-	-	(14.185)	45.349	158.132
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	22.597	-	-	(2.090)	8.878	29.385
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	39.454	-	-	(3.994)	11.847	47.307
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	-	8.401	-	-	80	8.481
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	465	33.991	-	-	426	34.882
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A.	-	501	-	-	-	501
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	4.831	-	-	(153)	852	5.530
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	16.183	-	-	(1.319)	1.838	16.702
	818.881	68.417	(16.932)	(58.454)	202.751	1.014.663
Terrenos	3.345	2.341	-	-	-	5.686
Outros	1	-	-	-	-	1
	822.227	70.758	(16.932)	(58.454)	202.751	1.020.350

Os investimentos em controladas e controladas em conjunto estão apresentadas a seguir:

31/12/2011												
Dados das Controladas/Coligadas				Quantidade de Ações ou cotas possuídas			Participação da Alupar		Dados das controladas / coligadas			
Empresas	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Patrimônio líquido	Resultado do período	Ordinárias	Preferenciais	Total	no capital social	no patrimônio líquido	Receita líquiida	Ativo	Passivo	Resultado do exercício
Alupar Inversiones Peru	625.179	(1.041)	(1.098)	625.178	-	625.178	100,00%	(1.041)	-	279	1.320	(1.098)
Transminas Holding S.A.	44.860.000	91.031	15.998	31.409.499	499	31.409.998	70,02%	63.740	-	93.361	2.330	15.998
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	105.063	(6.347)	41.008.194	-	41.008.194	50,01%	70.040	41.193	403.515	298.452	(6.347)
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	128.185	(1.526)	42.058.404	-	42.058.404	50,01%	94.098	39.320	483.098	354.913	(1.691)
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	48.562	4.256	10.959.036	-	10.959.036	25,01%	12.146	33.620	247.903	199.341	4.256
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.135	48.137	1.019	11.300.318	-	11.300.318	25,01%	12.039	33.787	302.964	254.827	1.019
Ferreira Gomes Energia S.A	118.081.525	117.626	(393)	118.081.525	-	118.081.525	99,99%	117.624	-	351.043	233.417	(464)
Genpower termoelétricas e participações S.A.	1.200	(137)	(138)	612	-	612	51,00%	(70)	-	99	236	(138)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	180.000.010	788.319	198.570	46.020.150	44.011.570	90.031.720	50,02%	394.228	278.663	1.337.593	549.274	204.314
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	198.000.000	369.072	74.993	100.979.997	-	100.979.997	51,00%	188.227	126.159	688.547	319.475	79.729
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	29.064.000	47.650	12.253	29.064.000	-	29.064.000	100,00%	47.650	15.545	91.902	44.252	12.253
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	45.000.010	168.858	44.046	13.505.150	9.001.844	22.506.994	50,02%	84.455	63.533	278.910	110.052	45.035
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	100.840.000	338.579	90.816	50.431.144	-	50.431.144	50,01%	169.327	143.398	599.870	261.291	95.081
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	32.645.372	76.278	18.179	18.475.367	-	18.475.367	50,01%	38.149	37.796	125.372	49.094	18.406
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	42.095.000	114.882	30.054	17.896.575	-	17.896.575	42,51%	48.798	58.999	233.503	118.621	30.011
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	32.001.000	38.990	2.855	22.578.506	-	22.578.506	60,00%	23.394	72.657	85.914	46.924	2.855
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	80.000.000	103.336	14.410	40.479.999	-	40.479.999	46,00%	47.535	178.125	290.971	187.635	14.410
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A.	2.001.000	6.403	102	7.300.997	-	7.300.997	100,00%	6.403	7.088	9.220	2.817	102
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	28.070.000	43.848	7.759	4.572.179	-	4.572.179	15,00%	6.577	16.411	101.527	57.679	7.759
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	61.360.000	111.345	12.415	15.668.000	-	15.668.000	20,00%	22.271	31.861	238.979	127.634	12.392
								1.445.590				

31/12/2010												
Dados das Controladas/Coligadas				Quantidade de Ações ou cotas possuídas			Participação da Alupar		Dados das controladas / coligadas			
Empresas	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Patrimônio líquido	Resultado do período	Ordinárias	Preferenciais	Total	no capital social	no patrimônio líquido	Receita líquiida	Ativo	Passivo	Resultado do exercício
Alupar Inversiones Peru	625.179	77	(904)	625.178	-	625.178	100,00%	77	-	163	86	(904)
Transminas Holding S.A.	44.860.000	82.749	15.234	31.409.499	499	31.409.998	70,02%	57.941	-	87.368	4.619	15.373
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	76.410	(5.590)	41.008.194	-	41.008.194	50,01%	38.213	36.753	403.819	327.409	(5.588)
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	69.711	(14.389)	42.058.404	-	42.058.404	50,01%	34.862	17.480	453.919	384.208	(14.390)
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	44.306	835	10.959.036	-	10.959.036	25,01%	11.081	3.882	209.960	165.654	834
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.135	47.119	2.242	11.300.318	-	11.300.318	25,01%	11.785	14.219	251.070	203.951	2.242
Ferreira Gomes Energia S.A	1.000	1	-	999	-	999	99,90%	1	-	14.742	14.741	(80)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	180.000.010	739.181	189.400	46.020.150	22.399.128	68.419.278	38,01%	280.985	271.744	1.260.254	521.073	189.001
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	198.000.000	346.510	62.446	100.979.997	-	100.979.997	51,00%	176.720	124.539	676.571	330.061	69.265
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	20.978.000	28.123	5.572	20.977.997	-	20.977.997	100,00%	28.123	28.835	81.731	53.608	5.572
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	45.000.010	147.865	36.573	13.505.150	9.001.844	22.506.994	50,02%	73.955	61.091	239.248	91.383	41.965
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	100.840.000	316.194	81.214	50.431.144	-	50.431.144	50,01%	158.132	137.570	572.623	256.429	90.675
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	23.400.000	58.754	17.753	11.703.144	-	11.703.144	50,01%	29.385	25.270	103.249	44.495	17.753
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	42.095.000	118.230	26.655	16.843.146	-	16.843.146	40,01%	47.307	56.646	222.375	104.145	29.587
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	24.001.000	14.135	134	14.400.598	-	14.400.598	60,00%	8.481	12.533	15.576	1.441	134
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	80.000.000	75.831	926	36.799.799	-	36.799.799	46,00%	34.882	93.430	95.350	19.519	926
Empresa de Transmissão de Varzea Grande S.A.	501.000	501	-	500.999	-	500.999	100,00%	501	-	502	1	-
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	28.070.000	35.873	4.682	4.210.292	-	4.210.292	15,00%	5.530	15.429	98.233	62.360	4.682
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	61.360.000	85.664	7.653	12.272.000	-	12.272.000	20,00%	16.702	30.515	227.942	142.278	11.345
								1.014.663				

31/12/2009												
Dados das Controladas/Coligadas				Quantidade de Ações ou cotas possuídas			Participação da Alupar		Dados das controladas / coligadas			
Empresas	Capital social - quantidade de ações ou quotas total	Patrimônio líquido	Resultado do período	Ordinárias	Preferenciais	Total	no capital social	no patrimônio líquido	Receita líquiida	Ativo	Passivo	Resultado do exercício
Transminas Holding S.A.	44.860.000	74.000	13.275	31.409.499	499	31.409.998	70,02%	51.815	-	78.422	4.422	16.465
Foz do Rio Claro Energia S.A.	82.000.000	82.000	-	41.008.194	-	41.008.194	50,01%	41.008	-	311.528	229.528	-
Ijuí Energia S.A.	84.100.000	84.100	-	42.058.404	-	42.058.404	50,01%	42.058	-	314.059	229.959	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	43.817.126	43.471	(241)	10.959.036	-	10.959.036	25,01%	10.872	-	154.276	110.805	(346)
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	45.182.135	44.876	(216)	11.300.318	-	11.300.318	25,01%	11.224	-	181.220	136.344	(306)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	180.000.010	588.990	175.531	46.020.150	18.546.130	64.566.280	36,05%	212.368	269.742	1.185.633	596.643	194.929
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	198.000.000	317.617	53.391	100.979.997	-	100.979.997	51,00%	161.984	114.025	653.729	336.112	66.472
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	20.978.000	23.767	2.864	20.977.997	-	20.977.997	100,00%	23.767	18.155	61.131	37.364	2.864
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	45.000.010	132.513	35.082	13.505.150	4.590.435	18.095.585	40,21%	53.287	61.129	238.127	105.614	40.146
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	100.840.000	253.880	81.685	50.431.144	-	50.431.144	50,01%	126.968	135.672	564.642	310.762	88.685
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	23.400.000	45.181	18.101	11.703.144	-	11.703.144	50,01%	22.597	23.965	97.306	52.125	18.101
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	42.095.000	98.604	27.123	16.843.146	-	16.843.146	40,01%	39.454	56.968	222.171	123.567	29.113
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	1.000	1.498	-	309	-	309	31,00%	465	450	1.524	26	-
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	28.070.000	32.212	6.094	4.210.292	-	4.210.292	15,00%	4.831	13.630	98.778	66.566	6.094
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	61.360.000	80.914	9.563	12.272.000	-	12.272.000	20,00%	16.183	33.726	225.193	144.279	9.563
								818.881				

Transação de capital

EATE

Conforme Acordo de Acionistas entre a Companhia e os acionistas da controlada EATE, a Companhia detinha a obrigação de compra de ações preferenciais de emissão da controlada EATE, detidas pela Eletrobrás. Desta forma a Companhia aumentou gradativamente a participação no capital social da controlada EATE. Tal obrigação de compra iniciou-se 24 meses após a entrada em operação da controlada EATE, ou seja, março de 2003. Estas compras foram efetuadas a cada trimestre, com período máximo de conclusão de dez anos após o seu início.

O preço de venda das ações preferenciais de titularidade da Centrais Elétrica Brasileiras S.A. - Eletrobrás, a cada trimestre, foi determinado pelo atual capital contribuído pelas ações, atualizado pelo IGP-M, acrescido de remuneração de capital de 12% a.a., pro rata temporis, deduzidos quaisquer dividendos pagos à Eletrobrás durante o mesmo período.

No primeiro semestre de 2011, a Companhia efetuou a compra do saldo remanescente de 20.632.329 ações preferenciais da controlada EATE e que eram de titularidade da Eletrobrás. Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R$4.790, gerando um ganho de capital para a Companhia no montante de R$86.821. Este ganho de capital foi registrado no patrimônio líquido na rubrica de reserva de capital. No primeiro semestre de 2011, a Companhia concluiu a recompra das ações da EATE.

ECTE

Em 11 de novembro de 2011, a Companhia adquiriu 1.053.429 ações ordinárias da controlada ECTE e que eram de titularidade da MDU Resources Luxemburgo II LLC (“MDU”). Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R$4.872, gerando uma perda de capital para a Companhia no montante de R$1.875. Esta perda de capital foi registrada no patrimônio líquido na rubrica de reserva de capital.

Empresa controlada	Patrimônio Líquido na data da aquisição	Valor de aquisição	Valor patrimonial do investimento	(Ágio) / Deságio
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE	812.975	773	4.841	4.068
Empresa Amazonense de Transmissão S.A. - EATE	798.477	4.017	86.770	82.753
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. - ECTE	119.765	4.872	2.997	(1.875)
		9.662	94.608	84.946

Controladas em conjunto

A Companhia consolida de forma proporcional as controladas Transudeste, ECTE e TME, os principais saldos contábeis destas controladas em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 são os seguintes:

31/12/2011				
Empresa controlada	**Ativo**	**Passivo**	**Receita operacional líquida**	**Lucro / (prejuízo) do exercício**
Companhia Transudeste de Transmissão	103.891	103.891	17.516	12.398
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	233.504	233.504	58.999	30.054
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	290.971	290.971	181.824	14.410

31/12/2010				
Empresa controlada	**Ativo**	**Passivo**	**Receita operacional líquida**	**Lucro / (prejuízo) do exercício**
Companhia Transudeste de Transmissão	100.890	100.890	17.283	10.819
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	227.942	227.942	56.646	26.655
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	95.350	95.350	93.430	926

31/12/2009				
Empresa controlada	**Ativo**	**Passivo**	**Receita operacional líquida**	**Lucro / (prejuízo) do exercício**
Companhia Transudeste de Transmissão	95.398	95.398	16.915	11.594
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	222.170	222.170	56.967	27.123
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	1.524	1.524	450	-

11. Imobilizado

a) A composição do ativo imobilizado é a seguinte:

		Consolidado		
	Taxa média anual de depreciação	**31/12/2011**	**31/12/2010**	**31/12/2009**
Em serviço				
Custo				
Terrenos		38.793	829	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	3%	599.434	142.167	-
Edificações, Obras Cívis e Benfeitorias	4%	170.121	45.351	551
Máquinas e Equipamentos	4%	466.592	95.625	536
Veículos	18%	885	5	5
Móveis e Utensílios	10%	1.478	1.249	1.060
Total custo		**1.277.303**	**285.226**	**2.152**
Depreciação				
Reservatórios, Barragens e Adutoras		(9.651)	(1.322)	-
Edificações, Obras Cívis e Benfeitorias		(3.875)	(645)	(138)
Máquinas e Equipamentos		(11.931)	(1.431)	(188)
Veículos		(226)	(2)	(119)
Móveis e Utensílios		(497)	(358)	(247)
Total depreciação		**(26.180)**	**(3.758)**	**(692)**
Total em serviço		**1.251.123**	**281.468**	**1.460**
Em curso		380.088	976.061	923.329
Arrendamento Financeiro, líquido de depreciação		114	469	704
Total Imobilizado		**1.631.325**	**1.257.998**	**925.493**

O imobilizado está registrado pelo custo de aquisição e/ou construção, menos a depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastros (UC), conforme determina a Portaria DNAEE n° 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL n° 015, de 29 de dezembro de 1997, as quais foram revogadas a partir de 26 de junho de 2009, com a publicação da Resolução ANEEL nº 367 de 2 de junho de 2009, que criou o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE. As taxas anuais de depreciação vigentes a partir da publicação da Resolução nº 367, estão determinadas na tabela anexa ao MCSPE.

b) As movimentações do ativo imobilizado em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, são a seguinte:

	Em serviço								
	Terrenos	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações, Obras Cívis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Em curso	Arrendamento Financeiro	Total
Em Serviço/Curso									
Saldo em 1º de janeiro de 2009	-	-	551	499	405	1.046	440.001	-	442.502
Adições	-	-	-	193	194	236	483.096	-	483.719
Baixas	-	-	-	-	-	(36)	-	-	(36)
Transferências	-	-	-	(156)	(594)	(186)	232	704	-
Saldo em 31 de dezembro de 2009	**-**	**-**	**551**	**536**	**5**	**1.060**	**923.329**	**704**	**926.185**
Adições	-	-	9	58	-	137	338.531	-	338.735
Baixas	-	-	-	-	-	(13)	(2.916)	(235)	(3.164)
Transferências	829	142.167	44.791	95.031	-	65	(282.883)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2010	**829**	**142.167**	**45.351**	**95.625**	**5**	**1.249**	**976.061**	**469**	**1.261.756**
Adições	-	-	48	357	1.012	437	415.339	61	417.254
Baixas	-	-	(1)	(25)	(233)	(257)	(30.800)	(416)	(31.732)
Imobilizado adquirido em transação de capital	-	-	-	-	-	-	10.227	-	10.227
Transferências	37.964	457.267	124.723	370.635	101	49	(990.739)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	**38.793**	**599.434**	**170.121**	**466.592**	**885**	**1.478**	**380.088**	**114**	**1.657.505**

	Em serviço						
	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações, Obras Cívis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Arrendamento Financeiro	Total
Depreciação							
Saldo em 1º de janeiro de 2009	**-**	**(19)**	**(124)**	**(38)**	**(171)**	**-**	**(352)**
Adições	-	(119)	(64)	(81)	(76)	-	(340)
Baixas	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2009	**-**	**(138)**	**(188)**	**(119)**	**(247)**	**-**	**(692)**
Adições	(1.322)	(507)	(1.258)	-	(94)	-	(3.181)
Baixas	-	-	15	117	(17)	-	115
Saldo em 31 de dezembro de 2010	**(1.322)**	**(645)**	**(1.431)**	**(2)**	**(358)**	**-**	**(3.758)**
Adições	(8.329)	(3.230)	(10.507)	(368)	(139)	-	(22.573)
Baixas	-	-	7	144	-	-	151
Imobilizado adquirido em transação de capital	-	-	-	-	-		-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	**(9.651)**	**(3.875)**	**(11.931)**	**(226)**	**(497)**	**-**	**(26.180)**

A Companhia agrega, mensalmente, ao custo de construção do ativo imobilizado em curso, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os juros são capitalizados durante a fase de construção do ativo imobilizado até a data em que o ativo está disponível para utilização. Os juros capitalizados no exercício de 2011, 2010 e 2009, foram no montante de R$ 23.045, R$ 20.836 e R$ 14.335, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2011 a principal obra em curso no Grupo Alupar, refere-se a construção da UHE Ferreria Gomes. Até 31 de dezembro de 2011 a controlada Ferreira Gomes contratou o montante de R$ 570.936 junto a fornecedores de materiais e serviços para construção e implantação da UHE, deste montante R$ 228.968 já foram executados e R$ 122.859 já foram desembolsados a titulo de adiantamento, o restante será executado conforme cronograma do empreendimento.

Os compromissos contratuais com ativos imobilizados estão divulgados na Explicativa nº 26. A Companhia e suas controladas não possuem bens dados em garantias ou penhora.

12. Intangível

a) A composição do ativo intangível é a seguinte:

		Controladora			Consolidado		
	Taxa média anual de amortização	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Outros intangíveis							
Outros intangíveis - custo	10%	495	447	156	15.086	10.709	5.709
Outros intangíveis - amortização		(178)	(88)	(39)	(1.854)	(784)	(66)
Total outros intangíveis		**317**	**359**	**117**	**13.232**	**9.925**	**5.643**
Intangível gerado na aquisição de ações							
Ágio decorrente da concessão	3%	8.157	8.157	8.157	26.865	26.865	26.865
Amortização		-	-	-	(2.308)	(1.598)	(888)
Total de ágio gerado na aquisição de ações		**8.157**	**8.157**	**8.157**	**24.557**	**25.267**	**25.977**
Projeto em desenvolvimento		74.488	55.340	32.023	75.380	55.585	32.259
Total intangível		**82.962**	**63.856**	**40.297**	**113.169**	**90.777**	**63.879**

Ágio decorrente da concessão

Queluz e Lavrinhas: Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de rentabilidade futura durante o prazo de exploração da concessão e será amortizado a partir do momento em que os empreendimentos PCH Queluz e PCH Lavrinhas entrarem em operação, pelo prazo remanescente da concessão de forma linear. Os ágios registrados pela Companhia foram originários de investimentos efetuados nos seguintes empreendimentos:

	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	2.665	2.665	2.665
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	5.245	5.245	5.245
Outros	247	247	247
	8.157	8.157	8.157

Os saldos do ágio registrado na EATE em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 estão assim compostos:

	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Ágio	18.708	18.708	18.708
Amortização de ágio	(2.308)	(1.598)	(888)
	16.400	17.110	17.820

Projeto em desenvolvimento

Para desenvolver um projeto, a Companhia incorre em custos com a contratação de serviços, viagens e outros, inerentes ao processo. Após a autorização/permissão/concessão das licenças para instalação dos projetos desenvolvidos, estes custos são alocados nas respectivas Sociedades de Propósito Específico – SPE´s, que reembolsarão todos os gastos incorridos à Companhia.

Os gastos incorridos em um projeto que porventura se torne passível de não instalação são revertidos desta conta para o resultado da Companhia. Estas reversões são baseadas em avaliações trimestrais pela administração.

A Companhia avaliou a recuperação do valor contábil dos ativos intangíveis, não tendo sido encontradas informações através de fontes internas ou externas que resultassem em riscos de recuperação desses ativos.

A Companhia e suas controladas não possuem bens dados em garantias ou penhora.

b) As movimentações do intangível em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 são a seguinte:

	Consolidado				
	Outros intangíveis - custo	Ágio na aquisição de ações	Projeto em desenvolvimento	Amortização	Total
Em Serviço/Curso					
Saldo em 1º de janeiro de 2009	**275**	**26.618**	**15.119**	**(200)**	**41.812**
Adições	5.049	247	18.217	(768)	22.745
Baixas	(28)	-	(650)	-	(678)
Transferências	413	-	(427)	14	-
Saldo em 31 de dezembro de 2009	**5.709**	**26.865**	**32.259**	**(954)**	**63.879**
Adições	3.246	-	24.850	(1.428)	26.668
Baixas	278	-	(48)	-	230
Transferências	1.476	-	(1.476)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2010	**10.709**	**26.865**	**55.585**	**(2.382)**	**90.777**
Adições	5.088	-	24.336	(1.780)	27.644
Baixas	(711)	-	(4.541)	-	(5.252)
Transferências	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	**15.086**	**26.865**	**75.380**	**(4.162)**	**113.169**

13. Tributos e Contribuições Sociais Corrente e Diferido

a) Tributos e contribuições sociais a recolher

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Circulante			
Imposto de renda	30.511	22.455	31.088
Contribuição social	34.362	29.038	30.554
ICMS	4.330	3.740	3.417
PIS	1.400	747	1.024
COFINS	5.418	3.742	4.196
INSS	2.422	1.661	357
Outros	5.750	3.088	2.136
	84.193	64.471	72.772

b) Tributos e contribuições sociais diferido

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Não circulante			
Imposto de renda diferido	195.390	226.316	188.436
Contribuição social diferido	137.403	67.373	67.836
	332.793	293.689	256.272

Moviemntação do IR/CS diferido	
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2009	**256.089**
IR/CS registrado no resultado	37.988
IR/CS adquirido em transação de capital	(408)
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2010	**293.669**
IR/CS registrado no resultado	33.146
IR/CS adquirido em transação de capital	5.750
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2011	**332.565**

A base de cálculo do imposto diferido é proveniente do reflexo da adoção das práticas contábeis internacionais, mais precisamente dos impactos contábeis do ICPC 01 (IFRIC 12) nas controladas da Companhia, representando 100% do total do saldo.

14. Provisões de Constituição de Ativos

As provisões de constituição de ativos vinculadas à usina de Queluz, Lavrinhas, Foz e Ijuí no montante de R$ 53.379, em 31 de dezembro de 2011, e R$ 5.321 referem-se a custos de implantação do empreendimento que serão desembolsados financeiramente de acordo com o cronograma de conclusão destas obras. Entre as principais obrigações destacam-se custos com equipamentos para medição de pluviometria e sedimentação, instrumentação, fornecimento de bens, materiais e serviços de supervisão, montagem, comissionamento e operação assistida.

15. Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Encargos de Dívidas

a) O saldo de empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas é composto da seguinte forma:

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Encargos de dívidas - circulante						
Moeda estrangeira	-	-	-	166	384	1.198
Moeda nacional	841	85	4	11.175	11.902	6.317
Debêntures	1.371	3.489	206	4.577	3.489	206
	2.212	3.574	210	15.918	15.775	7.721
Encargos de dívidas - não circulante						
Moeda nacional	-	-	-	87.936	111.109	28.600
Debêntures	2.298	1.058	-	4.084	1.058	-
	2.298	1.058	-	92.020	112.167	28.600
Empréstimos e financiamentos - circulante						
Moeda estrangeira	-	-	-	2.620	13.047	22.279
Moeda nacional (incluí arrendament	84.963	1.349	3.228	342.508	191.664	208.803
	84.963	1.349	3.228	345.128	204.711	231.082
Empréstimos e financiamentos - não circulante						
Moeda estrangeira	-	-	-	12.683	56.562	72.329
Moeda nacional (incluí arrendament	55.615	22.492	216	1.294.202	1.513.738	1.548.956
	55.615	22.492	216	1.306.885	1.570.300	1.621.285
Debêntures - circulante						
Moeda nacional	81.803	151.643	-	222.027	151.643	-
	81.803	151.643	-	222.027	151.643	-
Debêntures - não circulante						
Moeda nacional	240.858	323.358	325.925	860.200	323.358	325.925
	240.858	323.358	325.925	860.200	323.358	325.925
Custo de transação a amortizar - circulante						
Moeda nacional	-	-	-	(11)	-	-
Debêntures	-	-	-	(1.461)	-	-
	-	-	-	(1.472)	-	-
Custo de transação a amortizar - não circulante						
Moeda nacional	(557)	-	-	(797)	-	-
Debêntures	(3.299)	(4.531)	(3.090)	(4.985)	(4.531)	(3.090)
	(3.856)	(4.531)	(3.090)	(5.782)	(4.531)	(3.090)
Circulante	168.978	156.566	3.438	581.601	372.129	238.803
Não circulante	294.915	342.377	323.051	2.253.323	2.001.294	1.972.720
Total geral	**463.893**	**498.943**	**326.489**	**2.834.924**	**2.373.423**	**2.211.523**

	Consolidado								
Moeda estrangeira	**31/12/2011**								
				Dívida				Custo de transação a	
Instituições financerias / credores	**Vencimento**	**Moeda**	**(% a.a.) Taxa efetiva**	**Encargos circulante**	**Encargos não circulante**	**Principal circulante**	**Principal não circulante**	**Circulante**	**Não circulante**
BDMG - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	6	-	226	1.510	-	-
BDMG - Transleste	2017	Cesta de moedas	5,00%	128	-	895	4.026	-	-
BDMG - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	4	-	102	661	-	-
BNDES - ERTE	2015	Cesta de moedas	5,50%	11	-	729	2.065	-	-
BNDES - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,00%	7	-	234	1.562	-	-
BNDES - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,00%	2	-	106	690	-	-
Santander - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	6	-	226	1.505	-	-
Santander - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	2	-	102	664	-	-
				166	-	2.620	12.683	-	-

	Consolidado								
Moeda estrangeira	**31/12/2010**								
				Dívida				Custo de transação a	
Instituições financerias / credores	**Vencimento**	**Moeda**	**(% a.a.) Taxa efetiva**	**Encargos circulante**	**Encargos não circulante**	**Principal circulante**	**Principal não circulante**	**Circulante**	**Não circulante**
BDMG - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	7	-	202	1.551	-	-
BDMG - Transleste	2017	Cesta de moedas	5,00%	128	-	795	4.373	-	-
BDMG - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	3	-	91	679	-	-
BNDES - EATE	2016	Cesta de moedas	5,00%	131	-	6.303	25.738	-	-
BNDES - ENTE	2015	Cesta de moedas	5,50%	72	-	3.765	15.061	-	-
BNDES - ERTE	2015	Cesta de moedas	5,50%	13	-	646	2.475	-	-
BNDES - ETEP	2015	Cesta de moedas	5,00%	11	-	652	2.174	-	-
BNDES - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,00%	7	-	208	1.591	-	-
BNDES - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,00%	3	-	91	681	-	-
Santander - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	6	-	200	1.534	-	-
Santander - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	3	-	94	705	-	-
				384	-	13.047	56.562	-	-

	Consolidado								
Moeda estrangeira	**31/12/2009**								
				Dívida				Custo de transação a	
Instituições financerias / credores	**Vencimento**	**Moeda**	**(% a.a.) Taxa efetiva**	**Encargos circulante**	**Encargos não circulante**	**Principal circulante**	**Principal não circulante**	**Circulante**	**Não circulante**
BDMG - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	8	-	209	1.810	-	-
BDMG - Transleste	2017	Cesta de moedas	5,00%	154	-	831	5.399	-	-
BDMG - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	3	-	94	797	-	-
BNDES - EATE	2016	Cesta de moedas	5,00%	164	-	6.549	33.291	-	-
BNDES - ENTE	2015	Cesta de moedas	5,50%	102	-	3.912	19.562	-	-
BNDES - ERTE	2015	Cesta de moedas	5,50%	16	-	671	3.243	-	-
BNDES - ETEP	2015	Cesta de moedas	5,00%	15	-	678	2.937	-	-
BNDES - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,00%	7	-	216	1.869	-	-
BNDES - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,00%	3	-	97	830	-	-
Itaú BBA - Ijuí	2010	Cesta de moedas	3,26%	714	-	8.721	-	-	-
Santander - Transirapé	2019	Cesta de moedas	4,50%	8	-	207	1.794	-	-
Santander - Transudeste (*)	2019	Cesta de moedas	4,50%	4	-	94	797	-	-
				1.198	-	22.279	72.329	-	-

	Consolidado							
Moeda nacional	**31/12/2011**							
Instituições financerias / credores	**Vencimento**	**(% a.a.) Taxa efetiva**	**Dívida**				**Custo de transação a amortizar**	
			Encargos circulante	**Encargos não circulante**	**Principal circulante**	**Principal não circulante**	**Circulante**	**Não circulante**
Empréstimos e financiamentos:								
Arrendamento mercantil (Safra, Itaú	2014	Juros de 8,73%	-	-	194	266	-	-
Arrendamento mercantil (Itaú) - Que	2013	Juros de 5,84%	-	-	48	24	(11)	-
Banco do Brasil - TME (*)	2012	CDI + 2,60%	293	-	16.100	-	-	-
Banco do Brasil - TME (*)	2012	CDI + 2,55%	675	-	23.000	36.800	-	-
Bando do Brasil - STN	2020	Juros de 4,5%	39	-	420	4.572	-	-
Bando do Brasil - ETVG	2026	Juros de 10%	2	-	-	1.777	-	-
BDMG - Transirapé	2020	Juros de 4,50 %	36	-	1.041	6.940	-	-
BDMG - Transleste	2025	Juros de 9,50%	187	-	2.552	31.050	-	-
BDMG - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,50%	16	-	470	3.058	-	-
BDMG (FINAME) - Transirapé	2021	TJLP + 4,50%	2	-	132	1.001	-	-
BNB - STN	2024	Juros de 10,00%	145	-	15.446	212.920	-	-
BNB - Transleste	2025	Juros de 9,50%	58	-	788	10.080	-	-
BNDES - EBTE	2025	TJLP + 2,56%	538	-	10.962	136.113	-	-
BNDES - ETES	2023	TJLP + 2,37% e	170	-	2.301	24.730	-	-
BNDES - ETES	2019	Juros de 4,5%	180	-	1.508	10.296	-	-
BNDES - Foz	2027	TJLP + 2,44%	2.578	36.747	12.503	178.162	-	-
BNDES - IJUÍ	2027	TJLP + 3,17%	2.345	34.598	10.502	154.900	-	-
BNDES - Lavrinhas	2024	TJPL + 1,93% a	848	10.535	9.544	118.501	-	-
BNDES - Lumitrans	2022	TJLP + 4,55%	246	-	2.995	36.816	-	-
BNDES - ERTE	2015	TJLP + 5,5% aa	79	-	4.458	12.631	-	-
BNDES - Queluz	2024	TJPL + 1,93% a	501	6.056	10.676	129.004	-	-
BNDES - STC	2022	TJLP + 2,41 %	140	-	3.769	35.176	-	-
BNDES - STC	2014	TJLP + 3,9 %	7	-	755	944	-	-
BNDES - Transirapé	2019	TJLP + 4,00%	35	-	1.084	7.228	-	-
BNDES - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,00%	16	-	489	3.184	-	-
BNDES (FINAME) - EBTE	2019	Juros de 4,0%	45	-	2.889	19.984	-	-
BNDES - Ferreira Gomes (em liberaçã	-	-	-	-	-	-	-	(240)
FINEP - Alupar	2018	Juros de 8,00%	283	-	4.769	55.348	-	(557)
Itaú BBA - ETEM	2012	114% CDI	515	-	45.400		-	-
Santander - Transirapé	2019	TJLP + 4,50%	35	-	1.041	6.940	-	-
Santander - Ferreira Gomes	2012	CDI + 1,50%	102	-	40.000	-	-	-
Santander - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,50%	16	-	470	3.058	-	-
Santander - Alupar	2012	CDI + 1,45%	559	-	80.000	-	-	-
Banco Sumitomo Mitsui Brasileiro S	2013	114,5% do CDI	270	-	29.400	-	-	-
Unibanco - Lumitrans	2021	IGPM + 9.85%	23	-	1.658	4.686	-	-
UNIBANCO - STC	2022	TJLP + 2,41 %	191	-	5.144	48.013	-	-
			11.175	87.936	342.508	1.294.202	(11)	(797)
Debêntures:								
2ª Emissão - Alupar	2014	CDI+1,9% e IPC	936	2.298	81.803	90.859	-	(2.073)
3ª Emissão - Alupar	2015	CDI + 1,85%	435	-	-	150.000	-	(1.203)
4ª Emissão - Alupar	2018	CDI + 1,45%	-	-	-	-	-	(23)
HSBC Corretora de Títulos - EATE	2016	CDI + 1,30%	1.542	-	78.540	255.279	(476)	(681)
HSBC Corretora de Títulos - ENTE	2016	CDI + 1,30%	814	-	41.452	134.732	(273)	(390)
HSBC Corretora de Títulos - ECTE (	2016	CDI + 1,30%	136	-	6.955	22.605	(54)	(77)
HSBC Corretora de Títulos - ETEP	2016	112,5% CDI	714		13.277	56.725	(145)	(293)
Itaú BBA - Ferreira Gomes	2013	115% CDI	-	1.786	-	150.000	(513)	(245)
			4.577	4.084	222.027	860.200	(1.461)	(4.985)
			15.752	92.020	564.535	2.154.402	(1.472)	(5.782)

	Consolidado							
Moeda nacional	**31/12/2010**							
Instituições financerias / credores	**Vencimento**	**(% a.a.) Taxa efetiva**	**Dívida**				**Custo de transação a**	
			Encargos circulante	**Encargos não circulante**	**Principal circulante**	**Principal não circulante**	**Circulante**	**Não circulante**
Empréstimos e financiamentos:								
Arrendamento mercantil (Safra, Itaú	2013	Juros de 8,73%	-	-	186	102	-	-
Banco do Brasil - ECTE (*)	2014	TJLP + 5,00%	12	-	587	1.983	-	-
Banco Industrial - ECTE (*)	2014	TJLP + 5,00%	4	-	222	631	-	-
Bando do Brasil - STN	2020	Juros de 4,5%	35	-	-	3.744	-	-
BDMG - Transirapé	2020	Juros de 4,50%	40	-	1.041	7.981	-	-
BDMG - Transleste	2025	Juros de 9,50%	201	-	2.552	33.601	-	-
BDMG - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,50%	18	-	470	3.528	-	-
BNB - STN	2024	Juros de 10,00%	154	-	10.485	228.366	-	-
BNB - Transleste	2025	Juros de 9,50%	62	-	788	10.904	-	-
BNDES - EATE	2015	TJLP + 5,00%	926	-	39.852	159.407	-	-
BNDES - EATE	2016	IGPM + 13,00%	472	-	9.071	37.040	-	-
BNDES - EATE	2015	URTJLP + 1,88%	32	-	1.873	7.492	-	-
BNDES - EATE	2005	Juros de 4,50%	16	-	1.649	6.596	-	-
BNDES - EBTE (*)	2025	TJLP + 2,56%	106	-	2.083	26.891	-	-
BNDES - ECTE (*)	2014	TJLP + 5,00%	24	-	1.338	3.904	-	-
BNDES - ECTE (*)	2014	IGPM+12,00%	32	-	1.576	4.597	-	-
BNDES - ENTE	2015	TJLP + 5,50 %	604	-	27.625	108.196	-	-
BNDES - ERTE	2015	TJLP + 5,50 %	100	-	4.458	17.088	-	-
BNDES - ETEP	2015	IGPM + 13,00%	853	-	1.870	5.921	-	-
BNDES - ETEP	2015	TJLP + 5,00%	178	-	9.163	29.016	-	-
BNDES - ETES	2023	TJLP + 2,37% e	153	-	2.278	27.037	-	-
BNDES - ETES	2019	Juros de 4,5%	127	-	1.581	11.623	-	-
BNDES - Foz	2027	TJLP + 3,17%	1.761	35.820	9.466	192.468	-	-
BNDES - Ijuí	2027	TJLP + 3,17%	416	26.189	2.634	165.967	-	-
BNDES - Lavrinhas	2024	TJPL + 1,93% a	1.048	13.626	9.016	117.204	-	-
BNDES - Lumitrans	2022	TJLP + 4,55%	154	-	3.383	33.201	-	-
BNDES - Lumitrans	2022	IGPM + 9,85%aa	10	-	281	2.907	-	-
BNDES - Queluz	2024	TJPL + 1,93% a	2.729	35.474	8.370	108.813	-	-
BNDES - STC	2022	TJLP + 2,41%	153	-	3.769	38.945	-	-
BNDES - STC	2014	TJLP + 3,90%	10	-	755	1.698	-	-
BNDES - Transirapé	2019	TJLP + 4,00%	40	-	1.084	8.312	-	-
BNDES - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,00%	18	-	470	3.528	-	-
BNDES (FINAME) - EBTE (*)	2019	Juros de 4,00%	9	-	526	4.167	-	-
BRDE - ECTE (*)	2014	TJLP + 5,00%	12	-	668	1.892	-	-
FINEP - Alupar	2018	Juros de 8,00%	84	-	1.163	22.391	-	(215)
Itaú BBA - Lavrinhas	2011	130,00% a 132,0	166	-	6.000	-	-	-
Itaú BBA - Queluz	2011	130,00% a 134,0	595	-	15.000	-	-	-
Santander - Transirapé	2019	TJLP + 4,50%	40	-	1.041	7.982	-	-
Santander - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,50%	18	-	490	3.674	-	-
Unibanco - ECTE (*)	2014	TJLP + 5,00%	12	-	667	1.891	-	-
Unibanco - Lumitrans	2021	IGPM + 9.85%	268	-	989	9.892	-	-
UNIBANCO - STC	2022	TJLP + 2,41%	210	-	5.144	53.158	-	-
			11.902	111.109	191.664	1.513.738	-	(215)
Debêntures:								
1ª Emissão - Alupar	2011	118% do CDI	1.584	-	75.000	-	-	(50)
2ª Emissão - Alupar	2014	CDI+1,9% e IPC	1.407	1.058	76.643	173.358	-	(2.764)
3ª Emissão - Alupar	2015	CDI + 1,85%	498	-	-	150.000	-	(1.502)
			3.489	1.058	151.643	323.358	-	(4.316)
			15.391	112.167	343.307	1.837.096	-	(4.531)

	Consolidado							
Moeda nacional	**31/12/2009**							
Instituições financerias / credores	**Vencimento**	**(% a.a.) Taxa efetiva**	**Dívida**				**Custo de transação a**	
			Encargos circulante	**Encargos não circulante**	**Principal circulante**	**Principal não circulante**	**Circulante**	**Não circulante**
Empréstimos e financiamentos:								
Arrendamento mercantil (Safra, Itaú	2011	Juros de 8,46%	-	-	228	216	-	-
Banco do Brasil - Alupar	2010	140,00% do CDI	4	-	3.000	-	-	-
BDMG - Transirapé	2020	Juros de 4,50%	45	-	1.041	9.022	-	-
BDMG - Transleste	2025	Juros de 9,50%	216	-	2.552	36.154	-	-
BDMG - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,50%	19	-	471	3.999	-	-
BNB - STN	2024	Juros de 10,00%	162	-	10.111	242.708	-	-
BNB - Transleste	2025	Juros de 9,50%	66	-	815	11.613	-	-
BNDES - EATE	2015	TJLP + 5,00%	1.112	-	39.852	199.260	-	-
BNDES - EATE	2016	IGPM + 13,00%	507	-	8.149	41.422	-	-
Banco Pine - EBTE (*)	2010	140,00% do CDI	31	-	5.670	-	-	-
BNDES - ECTE (*)	2014	TJLP + 5,00%	37	-	1.415	5.543	-	-
BNDES - ECTE (*)	2014	IGPM+12,00%	17	-	3.578	13.829	-	-
BNDES - ENTE	2015	TJLP + 5,50 %	793	-	27.624	135.820	-	-
BNDES - ERTE	2015	TJLP + 5,50 %	121	-	4.458	21.546	-	-
BNDES - ETEP	2015	IGPM + 13,00%	46	-	1.896	7.739	-	-
BNDES - ETEP	2015	TJLP + 5,00%	220	-	9.162	38.180	-	-
BNDES - ETES	2023	TJLP + 2,37% e	100	-	8.150	25.798	-	-
BNDES - Foz	2026	TJLP + 2,44%	491	18.421	5.096	196.125	-	-
Itaú - Foz	2010	135% CDI	76	-	3.412	-	-	-
BNDES - Ijuí	2026	TJLP + 3,13%	272	10.179	4.182	160.869	-	-
Itaú - Ijuí	2010	135,00% a 139,5(	992	-	39.845	-	-	-
BNDES - Lavrinhas	2024	TJPL + 1,93% a	-	-	1.962	107.884	-	-
BNDES - Lumitrans	2022	TJLP + 4,55%	131	-	989	10.881	-	-
BNDES - Lumitrans	2021	IGPM + 9,85%aa	188	-	3.496	39.612	-	-
BNDES - Queluz	2024	TJPL + 1,93% a	-	-	3.395	110.685	-	-
Itaú - Queluz	2010	137,00% do CDI	133	-	5.500	-	-	-
BNDES - STC	2022	TJLP + 2,41%	395	-	8.913	101.015	-	-
BNDES - STC	2014	TJLP + 3,90%	14	-	755	2.453	-	-
BNDES - Transirapé	2019	TJLP + 4,00%	44	-	1.084	9.396	-	-
BNDES - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,00%	20	-	490	4.165	-	-
Santander - Transirapé	2019	TJLP + 4,50%	45	-	1.041	9.023	-	-
Santander - Transudeste (*)	2019	TJLP + 4,50%	20	-	471	3.999	-	-
			6.317	28.600	208.803	1.548.956	-	-
Debêntures:								
1ª Emissão - Alupar	2011	118% do CDI	-	-	-	75.000	-	(87)
2ª Emissão - Alupar	2014	CDI+1,9% e IPC	206	-	-	250.925	-	(3.003)
			206	-	-	325.925	-	(3.090)
			6.523	28.600	208.803	1.874.881	-	(3.090)

(*) O valor destes contratos estão ajustado pela parcela de participação da controladora na controlada em conjunto.

Todos os recursos obtidos com os empréstimos, financiamentos e debêntures não conversíveis contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

A Administração da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto mantêm o acompanhamento dos índices financeiros definidos em contrato. Qualquer inadimplemento aos termos dos contratos de financiamentos que não seja sanado ou perdoado poderá resultar no vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como o vencimento antecipado de dívidas de outros contratos de financiamento e a cobrança de juros e multa. Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009, estes índices estavam dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto.

As cláusulas restritivas da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto estão relacionadas, principalmente, com índices financeiros obtidos utilizando o EBITDA.

As debêntures da Companhia e de suas controladas não são conversíveis e possuem características de dívida e não patrimonial.

Em 31 de dezembro de 2011 alguns empréstimos e financiamentos das controladas possuíam garantias depositadas na forma de contas reservas, no montante de R$ 70.251 (R$ 53.299 e R$ 19.128 em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente).

As características dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia e das controladas estão detalhadas abaixo:

Debêntures

Debêntures – Alupar - 1ª Emissão – emissão em agosto de 2009 de R$ 150.460 em debêntures no mercado local, sendo emitidas em 4 séries. A remuneração das debêntures contemplava juros remuneratórios, a partir da data de emissão da debênture de cada uma das séries, equivalente a 118,0% (cento e dezoito por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia. As debêntures contavam com a garantia fidejussória da Guarupart Participações Ltda. ("Garantidora"). As debêntures de cada uma das séries da 1ª emissão tinham como vencimento as datas descritas abaixo:

(i) As Debêntures da 1ª Série vencimento em 27 de outubro de 2011;
(ii) As Debêntures da 2ª Série vencimento em 24 de outubro de 2011;
(iii) As Debêntures da 3ª Série vencimento em 24 de outubro de 2011; e
(iv) As Debêntures da 4ª Série vencimento em 27 de setembro de 2011.

Estas séries de debêntures foram integralmente liquidadas nas datas previamente definidas.

Debêntures – Alupar - 2ª Emissão – emissão em dezembro de 2009 de R$250.000 em debêntures no mercado local, sendo emitidas em 2 séries. As debêntures da 1ª série terão prazo de vencimento de 4 anos a contar da data de emissão, sendo que a amortização ocorrerá em 03 (três) parcelas anuais, sendo a primeira com vencimento em 15 de dezembro de 2011, no qual foi liquidada na data prevista, a segunda com vencimento previsto 15 de dezembro de 2012 e a última com vencimento em 15 de dezembro de 2013. As debêntures da 2ª série terão prazo de vencimento 5 anos a contar da data de emissão, sendo que a amortização ocorrerá em 03 (três) parcelas anuais, sendo a primeira com vencimento em 15 de dezembro de 2012, a segunda com vencimento em 15 de dezembro de 2013 e a última com vencimento em 15 de dezembro de 2014.

As debêntures da 1ª série farão jus a uma remuneração anual correspondente a variação do CDI + 1,90%. As debêntures da 2ª série farão jus a uma correção monetária do IPCA + remuneração anual de 8,95%. O pagamento da remuneração da 1ª série será feito semestralmente, a partir da data de emissão. O pagamento da remuneração da 2ª série será feito anualmente, a partir da data de emissão.

Debêntures – Alupar - 3ª Emissão – emissão em dezembro de 2010 de R$150.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. A amortização das debêntures será realizada em 2 parcelas, sendo 50% em dezembro de 2014, e o saldo remanescente na data de vencimento, que será em dezembro de 2015. As debêntures renderão juros correspondentes a variação do CDI + 1,85% ao ano, com vencimento semestral.

Debêntures – EATE - 1ª Emissão – emissão em março de 2011 de R$360.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 55 parcelas mensais, com carência de 5 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em março de 2016.

Debêntures – ENTE - 1ª Emissão – emissão em março de 2011 de R$190.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 55 parcelas mensais, com carência de 5 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em março de 2016.

Debêntures – ECTE - 1ª Emissão – emissão em março de 2011 de R$75.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 55 parcelas mensais, com carência de 5 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em março de 2016.

Debêntures – ETEP - 1ª Emissão – emissão em novembro de 2011 de R$70.000 em debêntures no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 58 parcelas mensais, com carência de 3 meses a partir da data de emissão, e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 1,30% ao ano, com vencimento final em novembro de 2016.

Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos correspondem aos recursos captados pela Companhia e suas controladas e controladas em conjunto e estão sujeitos aos seguintes encargos:

Moeda nacional: Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a atualização pela taxa de juros de longo prazo (TJLP), pelo índice geral de preços do mercado (IGPM) ou pelo certificado de depósito interfinanceiro (CDI), conforme o caso, com spread de 1,7% a 3,3% ao ano sobre o saldo devedor.

Moeda estrangeira: Os contratos de financiamentos em moeda estrangeira correspondem aos recursos captados pela Companhia e suas controladas, conforme a seguir:

Controlada ETEM: Empréstimo captado no Banco Itaú BBA em agosto de 2011 com vencimento em janeiro de 2012 no montante de R$45.400, sendo atualizado pela taxa de 114,5% do CDI.

Controlada Transirapé: O saldo devedor será atualizado diariamente a partir da data de liberação e pela média ponderada das correções cambiais incidentes sobre recursos captados pelo BNDES, em moeda estrangeira, a taxa de 4,5% ao ano, acima da taxa variável capitalizados nos meses de janeiro, abril, julho e outubro, durante o prazo de carência e exigíveis mensalmente, a partir de 15 de setembro de 2007 para os contratos celebrados com o BDMG/Santander. O saldo devedor será atualizado diariamente a partir da data de liberação pelo BNDES e pela média ponderada das correções cambiais incidentes sobre recursos captados pelo BNDES, em moeda estrangeira, a taxa de 4,0% ao ano, acima da taxa variável reajustada trimestralmente no dia 16 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro, com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação deste recurso, no trimestre civil imediatamente anterior ao mês de reajuste da referida taxa de juros, calculados sobre o saldo devedor atualizado para o contrato celebrado com o BNDES. Os empréstimos e financiamentos serão pagos em 144 prestações mensais com vencimento final em 2019.

Controlada Transudeste: O saldo devedor será atualizado diariamente a partir da data de liberação e pela média ponderada das correções cambiais incidentes sobre recursos captados pelo BNDES, em moeda estrangeira, a taxa de 4,5% ao ano, acima da taxa variável capitalizados nos meses de janeiro, abril, julho e outubro, durante o prazo de carência e exigíveis mensalmente, a partir de 15 de setembro de 2007 para os contratos celebrados com o BDMG/Santander. O saldo devedor será atualizado diariamente a partir da data de liberação pelo BNDES e pela média ponderada das correções cambiais incidentes sobre recursos captados pelo BNDES, em moeda estrangeira, a taxa de 4,0% ao ano, acima da taxa variável reajustada trimestralmente no dia 16 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro, com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação deste recurso, no trimestre civil imediatamente anterior ao mês de reajuste da referida taxa de juros, calculados sobre o saldo devedor atualizado para o contrato celebrado com o BNDES. Os empréstimos e financiamentos serão pagos em 142 prestações mensais com vencimento final em 2019.

Controlada Transleste: O Banco BDMG creditou a favor da controlada Transleste o valor de R$ 12.971 equivalentes a US$ 5.000.000, oriundo de recursos captados pelo Banco do Nordeste do Brasil – BNB em moeda estrangeira originários do Programa de Expansão de Mercados para Pequenas e Médias Empresas no Nordeste do Brasil – PEM. Está sujeito a encargos de 5% ao ano acima da taxa variável definida com base na taxa de juros devida pelo BNB ao BID. Os juros serão calculados dia a dia pelo método hamburguês e tem vencimento em 31 de julho de 2005, 31 de janeiro de 2006, 31 de julho de 2006 e semestralmente juntamente com as prestações de principal durante o período de amortização. O principal será amortizado em 21 prestações semestrais e sucessivas, vencendo a primeira em janeiro de 2007 e a última em janeiro de 2017.

b) A movimentação de empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas é composto da seguinte forma:

	Consolidado							
Moeda nacional e estrangeira	Saldo incial	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Empréstimo adquirido em transação de capital	Saldo final
Instituições financerias / credores	31/12/2010							31/12/2011
Empréstimos e financiamentos (incluí arrendamento mercantil):								
Moeda Nacional	1.828.199	370.184	140.968	3	(626.717)	(115.655)	138.031	1.735.013
Moeda Estrangeria	69.993	36.000	7.456	1.982	(92.284)	(7.678)	-	15.469
	1.898.192	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	138.031	1.750.482
Debêntures:								
								-
Moeda Nacional	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-	1.084.442
	475.231	801.117	125.972	-	(194.919)	(122.959)	-	1.084.442
	2.373.423	1.207.301	274.396	1.985	(913.920)	(246.292)	138.031	2.834.924

	Consolidado							
Moeda nacional e estrangeira	Saldo incial	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Empréstimo adquirido em transação de capital	Saldo final
Instituições financerias / credores	31/12/2009							31/12/2010
Empréstimos e financiamentos (incluí arrendamento mercantil):								
Moeda Nacional	1.792.676	334.718	118.197	3.969	(338.449)	(85.268)	2.356	1.828.199
Moeda Estrangeria	95.806	1.165	2.718	-	(22.454)	(7.242)	-	69.993
	1.888.482	335.883	120.915	3.969	(360.903)	(92.510)	2.356	1.898.192
Debêntures:								
Moeda Nacional	323.041	148.076	38.235	-	(433)	(33.688)	-	475.231
	323.041	148.076	38.235	-	(433)	(33.688)	-	475.231
	2.211.523	483.959	159.150	3.969	(361.336)	(126.198)	2.356	2.373.423

	Consolidado						
Moeda nacional e estrangeira	Saldo incial	Ingresso de dívidas	Provisão de encargos	Variação monetária	Amortização do principal	Amortização do encargos	Saldo final
Instituições financerias / credores	01/01/2009						31/12/2009
Empréstimos e financiamentos (incluí arrendamento mercantil):							
Moeda Nacional	1.562.699	585.788	194.165	3.014	(427.140)	(125.850)	1.792.676
Moeda Estrangeria	164.909	-	12.217	(33.047)	(33.820)	(14.453)	95.806
	1.727.608	585.788	206.382	(30.033)	(460.960)	(140.303)	1.888.482
Debêntures:							
Moeda Nacional	-	398.295	4.955	-	(75.460)	(4.749)	323.041
	-	398.295	4.955	-	(75.460)	(4.749)	323.041
	1.727.608	984.083	211.337	(30.033)	(536.420)	(145.052)	2.211.523

c) Em 31 de dezembro de 2011, as parcelas relativas aos empréstimos, financiamentos e debêntures, atualmente classificadas no passivo não circulante têm os seguintes vencimentos:

	Controladora	Consolidado		
	Moeda nacional	Moeda estrangeria		Moeda nacional
	R$	US$ mil	R$	R$
2012	-	-	-	10.392
2013	93.481	1.397	2.621	495.797
2014	92.507	1.397	2.621	344.062
2015	84.528	1.332	2.499	336.677
2016	10.131	1.008	1.892	163.318
2017	10.131	770	1.443	120.754
2018 a 2027	4.137	857	1.607	769.640
	294.915	6.761	12.683	2.240.640

16. Provisões para Litígios

a) A composição dos litígios é como segue:

	Consolidado					
	Passivo			Ativo		
	Provisões			Depósitos judiciais		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Processos judiciais						
Fiscal (a)	3.057	2.135	1.914	3.141	2.217	1.897
Cível (b)	38	13	-	3.000	3.372	3.616
Fundiário (c)	2.037	2.037	2.605	586	2.937	7.288
Trabalhista (d)	833	184	416	437	75	139
	5.965	4.369	4.935	7.164	8.601	12.940
Circulante	48	1.452	1.672	302	417	107
Não circulante	5.917	2.917	3.263	6.862	8.184	12.833
	5.965	4.369	4.935	7.164	8.601	12.940

b) A movimentação dos litígios em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 são como segue:

	Saldo incial 31/12/2010	Ingressos	Atualizações	Baixas	Pagamentos	Saldo final 31/12/2011
Processos judiciais						
Fiscal (a)	2.135	785	137	-	-	3.057
Cível (b)	13	38	-	(13)	-	38
Fundiário (c)	2.038	2	251	(2)	(252)	2.037
Trabalhista (d)	183	650	-	-	-	833
	4.369	1.475	388	(15)	(252)	5.965

	Saldo incial 31/12/2009	Ingressos	Atualizações	Baixas	Pagamentos	Saldo final 31/12/2010
Processos judiciais						
Fiscal (a)	1.914	-	242	(21)	-	2.135
Cível (b)	-	13	-	-	-	13
Fundiário (c)	2.605	1	-	(568)	-	2.038
Trabalhista (d)	416	106	-	(339)	-	183
	4.935	120	242	(928)	-	4.369

	Saldo incial 01/01/2009	Ingressos	Atualizações	Baixas	Pagamentos	Saldo final 31/12/2009
Processos judiciais						
Fiscal (a)	-	1.914	-	-	-	1.914
Cível (b)	-	-	-	-	-	-
Fundiário (c)	1.394	1.198	44	(31)	-	2.605
Trabalhista (d)	415	1	-	-	-	416
	1.809	3.113	44	(31)	-	4.935

As provisões constituídas para contingências passivas, no montante de R$ 48 no passivo circulante e R$ 5.917 no passivo não circulante estão compostas como segue:

O cálculo dos valores a serem provisionados é feito com base nos valores efetivamente envolvidos e no parecer dos advogados externos e internos responsáveis pela condução dos processos e no julgamento de nossa administração, sendo que são provisionados os valores relativos aos processos que entendemos ser de perda provável.

Perda Provável: a Companhia, suas Controladas e suas Controladas em conjunto figuram como parte:

a) Fiscal: Referem-se às ações tributárias, impugnações de cobranças e autos de infração. Os processos de natureza fiscal são pulverizados, e não existem ações que individualmente sejam relevantes para divulgação, com exceção do processo fiscal referente ao mandado de segurança descrito abaixo e que foi classificado como perda possível.

b) Cível: Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, tais como ação de interdito proibitório e ação de cobrança, sendo que, não existem ações que individualmente sejam relevantes para divulgação.

c) Fundiário: Os processos de natureza fundiária são pulverizados entre as várias controladas da Companhia, e não existem ações que individualmente sejam relevantes para divulgação.

d) Trabalhista: Referem-se a processos movidos por ex-empregados da Companhia mas, principalmente por ex-empregados das empresas subcontratadas pelas controladas da Companhia (responsabilidade subsidiária e/ou solidaria), envolvendo cobrança de horas-extras, verbas rescisórias, adicional de periculosidade, insalubridade, reajuste salarial, envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outra (Naturasul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturasul nesta ação. O valor estimado da em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 2.404.

Perda Possível: embora tais processos não sejam provisionados pela Companhia e por suas controladas, merecem destaques:

Fiscal:

Mandado de Segurança: Impetrado pela Companhia em face da União Federal versando sobre a exclusão dos valores recebidos a título de Juros sobre Capital próprio da base de Cálculo do PIS e da COFINS. Foi realizado depósito judicial no montante de R$ 1.499. Sentença julgada improcedente. O valor estimado da causa 31 de dezembro de 2011 é de R$ 1.533. Em função da obrigação fiscal, a Companhia registrou este tributo no passivo não circulante.

Cível:

- Ação movida pelo Ministério Público Federal e pelo Ministério Público Estadual do Amapá, em face da Companhia, da Aneel e do IMAP (Instituto de Meio Ambiente e Ordenamento Territorial do Amapá) do Amapá e do Secretário do Estado do meio ambiente do Estado do Amapá. Trata-se de uma ação de obrigação de fazer e de não fazer para prevenção de danos ambientais. A empresa aguarda a decisão sobre o pedido liminar. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 988.

- Existem quatro ações de Execução de Título Extrajudicial interposta pela Construtora Triunfo S.A. em face da controlada Foz, sendo elas:

  1ª Ação: aguardando a remarcação da Audiência de Conciliação. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 638.

  2ª Ação: publicação da sentença de extinção dos embargos à execução opostos, tendo em vista a extinção da ação de execução. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 542.

  3ª Ação: aguardando o prosseguimento da manifestação da Construtora Triunfo que foram remetidos à conclusão. O valor estimado da causa em de 31 de dezembro de 2011 é de R$ 848.

  4ª Ação: Autos foram remetidos à conclusão. Aguardando o prosseguimento do feito. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 1.158.

- Ação Revisional de Contrato interposta pela Naturasul Construtora em face da controlada Ijuí. Foi protocolada petição requerendo a intimação do perito judicial para que estime seus honorários considerando a excessiva estimativa de honorários apresentada inicialmente. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 2.674.

Trabalhista:

Refere-se de uma maneira geral a processos envolvendo cobrança de horas-extras, verbas rescisórias, adicional de periculosidade, insalubridade, reajuste salarial, envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

Arbitral: Existem dois procedimentos arbitrais, a saber:

- Instituição de procedimento Arbitral pelo Consórcio Fornecedor Foz do Rio Claro (Andritz Hydro Inepar do Brasil S.A. e Sadefem Equipamentos e Montagens S.A.) em face da controlada Foz. Trata-se de procedimento arbitral pelo qual se pleiteia indenização e multas por rescisão contratual e atraso de pagamento. Aguardando designação de audiência para assinatura do Termo de Arbitragem. O valor será definido após a assinatura do Termo de Arbitragem.

- Instituição de procedimento Arbitral pela CONPASUL – Construção e Serviços em face da controlada Ijuí para indenização e multas por descumprimento contratual. Trata-se de procedimento arbitral objetivando a execução, no regime de empreitada total, a preço global e prazo determinado, das obras civis necessárias à plena e satisfatória implantação da UHE São José. Protocolizada petição pela Ijuí complementando os honorários periciais. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 27.381.

Administrativos – Fiscal:

- Trata-se de Termo de Início de Fiscalização de ISS (Responsabilidade Tributária) interposto pela Secretaria Municipal de Finanças do Município de Marabá – PA em face da controlada EATE. Foi interposto novo Recurso Voluntário. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 2.062.

- Trata-se de um Auto de Infração interposto pela Prefeitura Municipal de Bom Jesus do Tocantins em face da controlada ENTE relativo ao ISS - Prestação de Serviços de Transmissão do 4o. Circuíto da LT 500 Kv Tucuruí-Açailândia - período 2005 a 2007. Aguardando apreciação da impugnação apresentada. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 3.232.

- Trata-se de um Auto de Infração e Notificação Fiscal interposto pela Prefeitura Municipal de Bom Jesus do Tocantins em face da controlada ENTE relativo ao ISS - Prestação de Serviços de Construção do 4o. Circuíto da LT 500 Kv Tucuruí-Açailândia - período 2004. Processo objeto do Mandato de Segurança. Existe uma liminar suspendendo a exigibilidade do crédito. O valor estimado da causa em 31 de dezembro de 2011 é de R$ 973.

17. Patrimônio Líquido

Capital autorizado

Nos termos do artigo 8º do seu Estatuto Social, a Companhia está autorizada a aumentar o capital social mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, por meio da emissão de ações ordinárias e/ou ações preferenciais, até o limite de 500.000.000 (quinhentos milhões) de ações. Compete, igualmente, ao Conselho de Administração fixar as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de integralização.

Dentro do limite de capital autorizado, e de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral, a Companhia poderá outorgar opção de compra de ações a seus administradores ou empregados ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob seu controle.

Ademais, os acionistas da Companhia possuem direito de preferência para subscrição de novas ações, ou quaisquer valores mobiliários conversíveis em ações, cujo prazo para exercício será de 30 (trinta) dias. Este direito de preferência poderá, no entanto, a critério do Conselho de Administração, ser excluído ou ter seu prazo para exercício reduzido, na emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou ainda mediante permuta de ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações, dentro do limite do capital autorizado."

Capital social

O capital social da Companhia no valor total de R$ 804.001, está representado por 163.910.000 ações ordinárias, todas nominativas, sem valor nominal.

A composição acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2011 é a seguinte:

Acionistas	Capital integralizado	Participação %
Guarupart Participações Ltda	134.666.992	82,16
FI - FGTS	29.242.996	17,84
Membros do Conselho de Administração	12	-
	163.910.000	100,00

Reserva de Lucros

Reserva legal: A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício limitada a 20% do capital social.

Reserva de lucros: Os lucros remanescentes são mantidos na conta de reserva à disposição da Assembleia, para sua destinação.

Reserva de capital

Durante o primeiro semestre de 2011, a Companhia efetuou a compra de 20.632.329 ações preferências da controlada EATE e que eram de titularidade da Eletrobrás. Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R$4.790, gerando um ganho de capital para a Companhia no montante de R$86.821. Este ganho de capital foi registrado no patrimônio líquido na rubrica de reserva de capital (vide nota nº 10).

Em 11 de novembro de 2011, a Companhia adquiriu 1.053.429 ações ordinárias da controlada ECTE e que eram de titularidade da MDU Resources Luxemburgo II LLC ("MDU"). Esta aquisição foi efetuada pelo montante de R$4.872, gerando uma perda de capital para a Companhia no montante de R$1.875. Esta perda de capital foi registrada no patrimônio líquido na rubrica de reserva de capital (vide nota nº 10).

Destinação do resultado

De acordo com o artigo 37 do Estatuto Social da Companhia, os acionistas terão de direito de receber como dividendo obrigatório não cumulativo, em cada exercício, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, acrescido ou diminuído dos seguintes valores: a) importância destinada à constituição de reserva legal; b) importância destinada à constituição de reserva para contingência e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores.

	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Lucro líquido do exercício antes da participação dos não controladores	439.044	421.426	395.395
Atribuíveis aos:			
Acionistas não contorladores	(248.517)	(228.945)	(257.238)
Lucro líquido do exercício	190.527	192.481	138.157
(-) ajuste de adoção do IFRS	-	-	(24.889)
Lucro líquido do exercício - ajustado	190.527	192.481	113.268
Constituição de reserva legal	(10.011)	(10.058)	(6.127)
Subtotal	**180.516**	**182.423**	**107.141**
Dividendo mínimo obrigatório	(47.553)	(47.770)	(29.102)
(+) ajuste de adoção do IFRS	-	-	24.889
(+) ajuste de reapresentação de demonstrações contábeis destinado para reserva de lucros	9.698	8.662	9.262
Reserva de lucros	(142.661)	(143.315)	(112.190)
Saldo de lucros acumulados	**-**	**-**	**-**

	Ação	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
	Tipo	R$ p/ ação	R$ p/ ação	R$ p/ ação
Dividendo mínimo obrigatório	ON	0,29	0,29	0,18
Reserva de lucros	ON	0,87	0,87	0,68

18. Resultado por Ação

Os dados do resultado por ação são apresentados por tipo e natureza de ação. Tal apresentação está de acordo com a prática no Brasil de negociação e cotação de ações em lotes de ações.

A tabela a seguir apresenta o resultado por ação da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009:

	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Numerador:			
Resultado do exercício	190.527	192.481	138.157
Denominador (em milhares de ações)			
Média ponderada do número de acões ordinárias	163.910	163.910	163.910
Resultado por ação			
Lucro básico e diluído por ação ordinária	1,16239	1,17431	0,84288

19. Receita Operacional Líquida Consolidada

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Receita Bruta			
Receita de transmissão de energia	99.719	85.014	76.401
Suprimento de energia	162.459	80.203	-
Remuneração do ativo de concessão	790.090	710.577	687.650
Receita de infra-estrutura	237.926	122.257	63.025
	1.290.194	998.051	827.076
Deduções			
PIS	(8.053)	(6.164)	(5.238)
COFINS	(37.144)	(28.878)	(24.174)
ICMS	(2.140)	(2.062)	-
Quota para reserva global de reversão - RGR	(20.670)	(18.355)	(18.577)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(8.542)	(6.861)	(6.908)
	(76.549)	(62.320)	(54.897)
Receita Operacional líquida	**1.213.645**	**935.731**	**772.179**

20. Receitas e Despesas Financeiras

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Receitas Financeiras			
Receita de aplicações financeiras	49.693	51.399	22.588
Outros	8.001	4.098	2.407
Total	**57.694**	**55.497**	**24.995**
Despesas Financeiras			
Encargos sobre empréstimos e financiamentos	(125.753)	(115.085)	(130.495)
Variação monetária sobre empréstimos e financiamentos	(5.831)	(5.971)	28.325
Encargos sobre debêntures	(117.870)	(41.129)	(11.092)
Variação monetária sobre debêntures	(595)	(1.206)	(1.059)
Variação cambial	(520)	(594)	(89)
Outros	(6.748)	(24.740)	(31.958)
Total	**(257.317)**	**(188.725)**	**(146.368)**
Total Líquido	**(199.623)**	**(133.228)**	**(121.373)**

21. Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2009, foi sancionada a Lei nº 11.941/09, resultado da conversão em lei da Medida Provisória nº 449/2008, criando o chamado Regime Tributário de Transição ("RTT"), o qual, em síntese, busca neutralizar os impactos da adoção dos novos critérios contábeis instituídos pela Lei nº 11.638/07 e pelos artigos 37 e 38 da própria Lei 11.941/09. A Companhia e suas controladas optaram por adotar o RTT.

Imposto de renda e contribuição social corrente

O imposto de renda e a contribuição social são calculados com base nas alíquotas de 15% acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente a R$ 240 para o imposto de renda e 9% para a contribuição social sobre o lucro tributável para todas as empresas controladas diretamente e indiretamente pela Companhia sob o regime de apuração com base no Lucro Real Anual, exceto as controladas, ERTE, Lumitrans, Transirapé, Transleste, Transudeste, ETES, Queluz e Lavrinhas que estão sob o regime de tributação pelo Lucro Presumido. A alíquota efetiva do imposto de renda e contribuição social no resultado consolidado da Companhia em 31 de dezembro de 2011 foi de 19%, e em 2010 e 2009 foi de 20%.

A reconciliação da taxa efetiva da alíquota nominal para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009. É como segue:

	Consolidado		
	31/12/2011	**31/12/2010**	**31/12/2009**
a) Composição dos tributos no resultado:			
Na rubrica de tributos:			
Correntes	(66.587)	(61.756)	(56.355)
Diferidos	(33.146)	(37.988)	(40.282)
Total	**(99.733)**	**(99.744)**	**(96.637)**
b) Alíquota efetiva:			
Resultado antes dos tributos	538.777	521.170	492.032
Imposto de renda calculado à alíquota de nominal - 34%	(124.365)	(120.211)	(111.001)
Benefício fiscal	63.947	61.902	57.835
Efeito líquido das controladas tributadas pelo lucro presumido	(6.169)	(3.448)	(3.189)
ICPC 01 - imposto diferido	(33.146)	(37.988)	(40.282)
Total da despesa com tributos	(99.733)	(99.744)	(96.637)
Alíquota efetiva	**19%**	**19%**	**20%**

Redução do imposto de renda

Algumas de nossas controladas e controladas em conjunto são titulares de benefícios fiscais federais que garantem a redução de imposto de renda na região da Superintendência de Desenvolvimentos da Amazônia (SUDAM) e da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). Com fundamento na Medida Provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, do Governo Federal, as empresas ETEP, EATE, ERTE, ENTE, e STN são titulares de benefícios fiscais federais que garantem redução de 75% do imposto de renda, inclusive adicional, sobre o lucro da exploração de empreendimentos instalados na região da SUDAM e da SUDENE, pelo prazo de 10 anos. A fruição do benefício fiscal dá-se a partir do ano-calendário subsequente à entrada em operação do projeto, segundo laudo expedido pela SUDAM e SUDENE. Até o presente momento a ETES não está usufruindo do benefício da redução do imposto de renda por estar no aguardo à homologação do processo pela Receita Federal e, diversamente das demais transmissoras da Alupar, a ERTE não está usufruindo da redução de imposto de renda por ter optado pelo lucro presumido.

Imposto de renda e contribuição social diferido

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados, usando alíquotas de imposto (e leis fiscais) promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço, e que devem ser aplicadas quando o respectivo imposto diferido ativo for realizado ou quando o imposto diferido passivo foi liquidado. Em 31 de dezembro de 2011, o imposto de renda e contribuição diferido foi calculado com base nos ajustes apurados em função da adoção dos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC. O imposto de renda e contribuição social diferido foi apurado em função do RTT ter neutralizado os impactos da adoção dos novos critérios contábeis, sendo a base de cálculo do imposto diferido é proveniente do reflexo da adoção das práticas contábeis internacionais, mais precisamente dos impactos contábeis do ICPC 01 (IFRIC 12) nas controladas da Companhia.

22. Partes Relacionadas

Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Guarupart Participações Ltda. A Companhia é uma sociedade por ações, de capital aberto, e tem por objeto exercer o controle de empresas transmissoras de energia elétrica no Brasil e no exterior. A Alupar também detém os direitos de concessão de UHEs e a autorização de duas PCHs, os detalhes destas controladas estão descritas na nota nº 1.

Todas as transações podem ser assim demonstradas:

	Controladora		
Parte relacionada / transação	**31/12/2011**	**31/12/2010**	**31/12/2009**
Ativo circulante	194.867	330.395	434.336
Títulos e valores mobiliários			
Caixa Econômica Federal (*)	170.535	247.671	326.149
Dividendos a receber	17.711	63.662	89.671
Transminas Holding S.A.	3.480	2.363	1.855
Sistema de Transmissão Nordeste S/A-STN	-	7.902	4.395
Empresa Amazonense de Transmissão S/A-EATE	-	18.481	38.213
Empresa Norte de Transmissão S/A-ENTE	-	15.009	19.840
Empresa Regional de Transmissão S/A-ERTE	11.109	7.186	9.036
Empresa Paraense de Transmissão S/A-ETEP	-	4.307	5.359
Sistema de Transmissão Catarinense S/A-STC	1.036	1.256	676
Empresa Catarinense de Transmissão S/A-ECTE	-	5.052	9.560
Companhia Transmissora de Energia Elétrica - Lumitrans	889	890	737
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S/A	1.197	1.216	-
Juros sobre capital próprio	6.621	19.062	18.516
Empresa Amazonense de Transmissão S/A-EATE	-	6.938	6.938
Sistema de Transmissão Nordeste S/A-STN	630	-	5.671
Empresa Norte de Transmissão S/A-ENTE	4.732	6.998	2.975
Empresa Paraense de Transmissão S/A-ETEP	-	2.292	1.731
Empresa Catarinense de Transmissão S/A-ECTE	-	2.206	1.201
Sistema de Transmissão Catarinense S/A-STC	1.259	628	-
Ativo não-circulante	278.499	284.222	20.586
Adiantamento para futuro aumento de capital			
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S/A	-	6.086	2.086
Empresa Regional de Transmissão S/A-ERTE	-	1.350	-
Sistema de Transmissão Catarinense S/A-STC	-	7.000	7.000
Companhia Transmissora de Energia Elétrica-Lumitrans	-	3.500	3.500
Foz do Rio Claro Energia S/A	49.420	66.380	-
Ijuí Energia S.A.	146.176	163.316	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A.	28.436	8.886	-
Usina Paulista Queluz de Energia S.A.	46.783	14.384	8.000
Ferreira Gomes Energia S.A	-	13.320	-
Alupar Inversiones Peru	1.219	-	-
AF Energia	39	-	-
Risaralda Energía S.A.S.E.S.P.	6.426	-	-

(*) A Caixa Econômica Federal é a administradora do FI-FGTS, sendo o FI-FGTS acionista da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 a Companhia e suas controladas possuem os seguintes saldos envolvendo Partes Relacionadas:

	Consolidado		
Outras partes relacionadas	**31/12/2011**	**31/12/2010**	**31/12/2009**
Ativo circulante			
Adiantamento a Fornecedores - Alusa	**20.837**	**-**	**-**
Ferreira Gomes (b)	20.837	-	-
Passivo circulante	**24.140**	**5.313**	**765**
Fornecedores - Alusa	**388**	**5.313**	**765**
Usina Paulista Queluz de Energia S.A. (a)	388	2.589	-
Foz do Rio Claro Energia S.A.	-	44	-
Ijuí Energia S.A. (c)	-	2.680	765
Provisões pré-operacionais - Alusa	**23.752**	**-**	**-**
Foz do Rio Claro Energia S.A.	203	-	-
Ijuí Energia S.A. (c)	3.682	-	-
Usina Paulista Lavrinhas de Energia S.A. (a)	9.344	-	-
Usina Paulista Queluz de Energia S.A. (a)	10.523	-	-

(a) Contrato de Empreitada Total a Preço Global e Prazo Determinado celebrado com a coligada Alusa Este contrato teve como finalidade contratar a Alusa para execução de projetos, obras civis, serviços de engenharia, montagem eletromecânica e fornecimento de materiais e equipamentos necessários para a implantação da pequena Central Hidrelétrica.

(b) Contrato de Empreitada Total a Preço Global e Prazo Determinado celebrado com a coligada Alusa. Este contrato teve como finalidade contratar a Alusa para execução de obras civis, compreendendo a execução das estruturas de concreto vertedouro, tomada d´agua, casa de força e área de montagem. O valor total do contrato é no montante de R$ 162.875 destes R$ 45.348 já haviam sido executados em 31 de dezembro de 2011, sendo que do montante executado, o valor de R$20.837 está em aberto como adiantamento.

(c) Contrato de Empreitada Total a Preço Global e Prazo Determinado celebrado com a coligada Alusa. Este contrato teve como finalidade contratar a Alusa para a prestação de serviço e gerenciamento de materiais e equipamentos para a execução das obras civis.

Garantias

As transações de garantias entre as empresas do grupo estão relacionadas abaixo:

Data da Autorização	Órgão Autorizador	Empresa Garantida	Empresa Garantidora	Contrato	Garantia	Valor do Contrato	Início do Contrato	Encerramento do Contrato	Saldo devedor do contrato em 31/12/2011
01/12/09	Reunião de Sócios	Alupar	Guarupart	Financiamento - FINEP	Fiança	72.841	17/12/09	15/05/18	59.843
23/12/09	Conselho de Administração	EBTE	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	165.150	28/12/09	15/11/24	147.613
16/03/09	Conselho de Administração	ETES	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	27.714	04/05/09	15/09/23	27.201
22/12/09	Conselho de Administração	ETES	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	17.338	29/12/09	15/10/19	11.984
11/02/08	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	201.630	09/04/08	15/03/27	229.990
11/02/08	Conselho de Administração	Ijuí	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	168.200	09/04/08	15.09.2027	202.345
01/02/08	Conselho de Administração	Lavrinhas	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	111.185	11/03/09	15/08/24	139.428
01/02/08	Conselho de Administração	Queluz	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	114.647	11/03/09	15/06/24	146.237
04/12/07	Conselho de Administração	STC	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	124.471	28/12/07	15/04/22	40.791
15/12/08	Assembléia Geral	STN	Alupar	Financiamento - BNB	Ratificação do Penhor de ações, haja vista que estas passaram a ser de propriedade da Alupar a partir de 26.09.2007	299.995	25/06/04	25/06/24	228.511
19/03/10	Diretoria	STN	Alupar	Contrato de abertura de crédito fixo	Crédito para aquisição de reatores, com utilização de recursos do FINAME	4.992	19/03/10	15/03/20	5.031
11/05/11	Conselho de Administração	TME	Alupar	Cédula de Crédito Comercial-Banco do Brasil	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	50.000	02/06/11	27/11/11	23.121
13/07/10	Diretoria	Transirapé	Alupar	Cédula de Crédito Bancário	Prestação de aval para compra de ativos através de recursos do FINAME	1.187	30/06/10	15/07/20	CCB celebrada em 30/06/10, mas aval da ALUPAR foi previsto através de aditivo contratual datado de 13/07/2010, haja vista a impossibilidade de oferecimento dos ativos como garantia.
14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020057000 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	973	09/03/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020056900 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	715	15/02/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411020057200 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	457	15/02/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
14/03/11	Conselho de Administração	Foz	Alupar	Fiança	Prestação de Aval na Fiança nº 100411030052800 decorrente de quantias questionadas nos autos de Ação de Execução de Título Extrajudicial movida pela Construtora Triunfo em face da Foz.	543	09/03/11	Indeterminado	A fiança será extinta tão logo a ação seja julgada.
13/06/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Contrato de Fornecimento, Supervisão de Montagem e Supervisão de Comissionamento com a Voith	Prestação de Garantias (Fiança)	152.910	05/05/11	01/04/13	-
13/06/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Contrato de Abertura De Linha de Crédito Para Celebração de Operações de Mútuo - Banco Sumitomo	Prestação de Garantias (Aval)	29.400	15/07/11	31/07/12	29.670
12/09/11	Conselho de Administração	ETEM	Alupar	Cédula de Crédito Bancário - Banco Itaú	Prestação de Garantias (Aval)	45.400	26/08/11	27/01/12	45.915
12/09/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Cédula de Crédito Bancário nº 270662011	Prestação de Garantias (Aval)	20.000	04/10/11	02/04/12	-
12/09/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Cédula de Crédito Bancário nº 270734811	Prestação de Garantias (Aval)	20.000	31/10/11	29/03/11	40.102
12/09/11	Conselho de Administração	ETEM	Alupar	Financiamento - BNDES	Prestação de quaisquer garantias, inclusive caução de títulos, direitos creditórios, avais, fianças e penhor de ações	46.800	21/12/11	15/04/26	-
25/11/11	Conselho de Administração	TME	Alupar	Cédula de Crédito Bancário nº 420.500.920	Prestação de aval e de penhor de ações	35.000	25/11/11	21/05/12	16.393
25/11/11	Conselho de Administração	ETVG	Alupar	Nota de Crédito nº 40/00039-7	Prestação de aval e de penhor de ações	17.835	23/12/11	01/12/26	1.779
25/11/11	Conselho de Administração	Ferreira Gomes	Alupar	Debêntures	Fiança	150.000	28/11/11	28/05/13	151.028

Remuneração da alta administração

De acordo com a orientação contida na Deliberação CVM n° 560, de 11 de dezembro de 2008, a Companhia e suas controladas devem divulgar a remuneração de sua alta administração.

De acordo com o nosso Estatuto Social, é de responsabilidade da Assembleia Geral de Acionistas definir a remuneração global dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria, assim como dos membros do Conselho Fiscal, se instalado, em decorrência do exercício de suas funções. Cabendo ao Conselho de Administração a definição da distribuição da remuneração aos seus membros e aos membros da Diretoria.

A política de remuneração da Companhia aplicável aos Administradores é dividida em uma remuneração fixa e, exclusivamente para os membros da Diretoria, uma parcela variável baseada no desempenho e alcance de metas. A política de remuneração da Companhia manteve-se consistente nos últimos três exercícios sociais.

Na Assembleia Geral realizada em 29 de abril de 2011, os acionistas da Companhia aprovaram o valor de até R$6.300 para remuneração global dos membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria para o exercício de 2011/2012.

No exercício de 2011, 2010 e 2009, a remuneração foi conforme segue:

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Benefícios de curto prazo (a)	3.787	3.399	3.079	8.123	6.910	5.799
Benefícios pós-emprego (b)	185	159	152	287	262	220
Outros beneficios de longo prazo (c)	1.420	686	1.001	2.413	1.548	1.979
Remuneração do conselho	988	972	791	1.583	1.531	1.251
Total	**6.380**	**5.216**	**5.023**	**12.406**	**10.251**	**9.249**

a) Compostos por ordenados, salários e contribuições para benefícios não monetários (tais como assistência médica, moradia, automóveis e bens ou serviços gratuitos ou subsidiados);

b) Compostos por pensões, outros benefícios de aposentadoria, seguro de vida pósemprego e assistência médica pós-emprego;

c) Compostos por licença remunerada, gratificação por tempo de serviço, participação nos lucros, gratificações e outras compensações diferidas; e

23. Instrumentos Financeiros

23.1 Considerações Gerais

A Companhia e suas controladas mantêm operações com instrumentos financeiros, cujos limites de exposição aos riscos de crédito são aprovados e revisados periodicamente pela Administração. A Companhia e suas controladas limitam os seus riscos de crédito através da aplicação de seus recursos em instituições financeiras de primeira linha. Todas as operações estão integralmente reconhecidas na contabilidade na rubrica dos seguintes instrumentos financeiros:

a) Aplicações financeiras;
b) Títulos e valores mobiliários;
c) Contas a receber de clientes;
d) Ativo financeiro da concessão;
e) Cauções e depósitos judiciais;
f) Fornecedores;
g) Empréstimos e financiamentos - incluem encargos de dívida; e
h) Debêntures.

23.2 Valor Justo

Os instrumentos financeiros ativos e passivos ajustados às taxas correntes de mercado estão demonstrados a seguir:

	Consolidado					
	31/12/2011		31/12/2010		31/12/2009	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
Ativo						
Aplicações Financeiras	166.048	166.048	215.126	215.126	247.067	247.067
Títulos e valores mobiliários	265.729	265.729	325.033	325.033	398.474	398.474
Contas a receber de clientes	119.865	119.865	95.875	95.875	78.713	78.713
Ativo financeiro da concessão	3.905.997	3.905.997	3.271.868	3.271.868	3.089.099	3.089.099
Cauções e depósitos judiciais	7.164	7.164	8.601	8.601	12.940	12.940
	4.464.803	4.464.803	3.916.503	3.916.503	3.826.293	3.826.293
Passivo						
Fornecedores	57.606	57.606	42.339	42.339	21.326	21.326
Empréstimos e financiamentos - incluem encargos	1.750.482	1.750.482	1.902.953	1.902.953	1.888.482	1.888.482
Debêntures	1.084.442	1.084.442	470.470	470.470	323.041	323.041
	2.892.530	2.892.530	2.415.762	2.415.762	2.232.849	2.232.849

As metodologias utilizadas pela Companhia para a divulgação do valor justo foram as seguintes:

Aplicações financeiras, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão e fornecedores se aproximam do seu respectivo valor contábil.

Empréstimos financiamentos e encargos de dívidas (líquidos dos custos a amortizar):

(i) BNDES: em decorrência desse contrato ser de longo prazo, portanto, não contemplado sob o escopo do CPC 12, que preceitua que passivos dessa natureza não estão sujeitos à aplicação do conceito de valor presente por taxas diversas daquelas a que esses empréstimos e financiamentos já estão sujeitos, pelo fato do Brasil não ter um mercado consolidado para esse tipo de dívida de longo prazo, ficando a oferta de crédito restrita a apenas um ente governamental. Diante do exposto acima, a Companhia utilizou o mesmo conceito na definição do valor justo para esses empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas.

(ii) FCO Banco do Brasil: Como os valores a pagar são reajustados pela TJLP (taxa de juros de referência do Governo Federal), o valor justo dessa dívida é o próprio valor contábil, uma vez que estão refletidas as taxas de mercado para este instrumento financeiro;

O valor justo para as debêntures com mercado ativo não possui diferença relevante para o saldo contábil, uma vez que a variação do valor do preço unitário no mercado secundário divulgado no sítio eletrônico www.debentures.com.br é próximo ao valor contábil.

As debêntures das controladas ETPE, ECTE e Ferreira Gomes que não estão precificadas no mercado ativo, a Companhia, com base nas debêntures do Grupo com características similares, realizou o cálculo do valor justo e não identificou diferenças relevantes.

Não houve reclassificação de categoria de instrumentos financeiros no exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

23.3 Hierarquia do valor justo

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação.

Nível I – preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível II– outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente, e

Nível III– técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado

	Consolidado			
	31/12/2011	Mensuração do valor justo		
		Nivel I	Nivel II	Nivel III
Ativo financeiros				
Aplicações Financeiras	166.048	166.048	-	-
Títulos e valores mobiliários	265.729	265.729	-	-
	431.777	431.777	-	-
Passivos financeiros				
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	1.750.482	-	1.750.482	-
Debêntures	1.084.442	-	1.084.442	-
Total passivos financeiros	2.834.924	-	2.834.924	-

	Consolidado			
	31/12/2010	Mensuração do valor justo		
		Nivel I	Nivel II	Nivel III
Ativos financeiros				
Aplicações Financeiras	215.126	215.126	-	-
Títulos e valores mobiliários	325.033	325.033	-	-
	540.159	540.159	-	-
Passivos financeiros				
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	1.902.953	-	1.902.953	-
Debêntures	470.470	-	470.470	-
Total passivos financeiros	2.373.423	-	2.373.423	-

	Consolidado			
	31/12/2009	Mensuração do valor justo		
		Nivel I	Nivel II	Nivel III
Ativos financeiros				
Títulos e valores mobiliários	398.474	398.474	-	-
Ativo financeiro de concessão	78.713	78.713	-	-
	724.254	477.187	247.067	-
Passivos financeiros				
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	1.888.482	-	1.888.482	-
Debêntures	323.041	-	323.041	-
Total passivos financeiros	2.211.523	-	2.211.523	-

No decorrer do exercício de 2011, 2010 e 2009, não houve transferência entre avaliações de valor justo nível I e nível II, e nem transferência entre avaliações de valor justo nível III e nível II.

23.4 Instrumentos Financeiros por Categoria (saldos contábeis)

	Consolidado		
	31/12/2011		
	Disponível para venda	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativo			
Aplicações Financeiras	166.048	-	166.048
Títulos e valores mobiliários	265.729	-	265.729
Contas a receber de clientes	-	119.865	119.865
Ativo financeiro da concessão	-	3.905.997	3.905.997
Cauções e depósitos judiciais	-	7.164	7.164
	431.777	4.033.026	4.464.803
Passivo			
Fornecedores	-	57.606	57.606
Empréstimos e financiamentos - incluem encargos	-	1.750.482	1.750.482
Debêntures - incluem encargos	-	1.084.442	1.084.442
	-	2.892.530	2.892.530

	Consolidado		
	31/12/2010		
	Disponível para venda	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativo			
Aplicações Financeiras	215.126	-	215.126
Títulos e valores mobiliários	325.033	-	325.033
Contas a receber de clientes	-	95.875	95.875
Ativo financeiro da concessão	-	3.271.868	3.271.868
Cauções e depósitos judiciais	-	8.601	8.601
	540.159	3.376.344	3.916.503
Passivo			
Fornecedores	-	42.339	42.339
Empréstimos e financiamentos - incluem encargos	-	1.902.953	1.902.953
Debêntures - incluem encargos	-	470.470	470.470
	-	2.415.762	2.415.762

	Consolidado		
	31/12/2009		
	Disponível para venda	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativo			
Aplicações Financeiras	247.067	-	247.067
Títulos e valores mobiliários	398.474	-	398.474
Contas a receber de clientes	-	78.713	78.713
Ativo financeiro da concessão	-	3.089.099	3.089.099
Cauções e depósitos judiciais	-	12.940	12.940
	645.541	3.180.752	3.826.293
Passivo			
Fornecedores	-	21.326	21.326
Empréstimos e financiamentos - incluem encargos	-	1.888.482	1.888.482
Debêntures - incluem encargos	-	323.041	323.041
	-	2.232.849	2.232.849

23.5 Informações sobre Liquidez

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto têm como política a eliminação dos riscos de mercado, evitando assumir posições expostas a flutuações de valores de mercado e operando apenas instrumentos que permitam controles de riscos. Todos os contratos de derivativos são com operações de Contratos a Termo de Moeda sem Liquidação Física (NDF), todas registradas na CETIP. A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela administração da companhia.

As políticas de administração de risco da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto foram estabelecidas a fim de identificar e analisar riscos enfrentados pela Companhia e suas controladas e controladas em conjunto, para estabelecer apropriados limites de riscos e monitorar controles e aderência aos limites. As políticas são revisadas regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto.

A Companhia e suas controladas possuem um nível significativo de endividamento de longo prazo em razão da necessidade de grande volume de recursos financeiros para a realização de investimentos. As variações adversas significativas nas taxas de juros na economia brasileira impactariam a Companhia e suas controladas, causando um aumento das despesas futuras, com encargos de dívida ou uma incapacidade de renegociar o prazo de pagamento, o que poderá reduzir o lucro líquido e, consequentemente, a capacidade para honrar as obrigações contratuais e os valores disponíveis para distribuição aos acionistas na forma de dividendos e outros proventos. Além disso, a Companhia pode incorrer em endividamento adicional no futuro para financiar aquisições, investimentos ou para outros fins, bem como para a condução de nossas operações, sujeito às restrições aplicáveis à dívida existente.

Caso a Companhia e suas controladas incorram em endividamento adicional, os riscos associados com a sua alavancagem financeira poderão aumentar, tais como a possibilidade de não conseguir gerar caixa suficiente para pagar o principal, juros e outros encargos relativos a dívida ou para fazer distribuições aos acionistas. Além disso, caso haja descumprimento de determinadas obrigações de manutenção de índices financeiros, poderá ocorrer vencimento antecipado das dívidas anteriormente contraídas, o que pode impactar de forma relevante a capacidade da Companhia e de suas controladas de honrar suas obrigações. O descumprimento de determinadas obrigações previstas nos contratos de concessão pode causar, após o devido processo administrativo, a perda das outorgas de concessão e autorização. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor dos contratos de financiamento. Caso não seja possível realizar a manutenção dos níveis de endividamento da Companhia e de suas controladas e/ou incorrer em dívidas adicionais, a Companhia e suas controladas poderão ter seus negócios, resultados operacionais e financeiros, bem como os fluxos de caixa adversamente afetados.

23.6 Informações qualitativas e quantitativas sobre Instrumentos Financeiros

Análise de sensibilidade dos investimentos de curto prazo - consolidados

Com a finalidade de verificar a sensibilidade do indexador nos investimentos de curto prazo ao qual a Companhia e as controladas estavam expostas na data base de 31 de dezembro de 2011, foram definidos 5 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 30 de dezembro de 2011, foi extraída a projeção dos indexadores SELIC/CDI e assim definindo-os como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita financeira bruta não levando em consideração incidência de tributos sobre os rendimentos das aplicações. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2011 projetando para um ano e verificando a sensibilidade do CDI com cada cenário.

Consolidado	31/12/2011					
Aplicações Financeiras	166.048					
	Indexador	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
	CDI	5,25	7,88	10,50	13,13	15,75
Operação	Indexador	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Aplicações Financeiras	CDI	8.718	13.076	17.435	21.794	26.153

Análise de sensibilidade das dívidas - consolidada

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nas dívidas as quais a Companhia e suas controladas estavam expostas na data base de 31 de dezembro de 2011, foram definidos 05 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 30 de dezembro de 2011, foi extraída a projeção dos indexadores CDI / IGP-DI / IGP-M / DOLAR e assim definindo-os como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a despesa financeira bruta não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2011, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

				Projeção Despesas Financeiras - Um Ano				
	Taxa de Juros a.a.		Posição em 31.12.2011 (*)	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Alupar - consolidado								
CDI				**5,25%**	**7,88%**	**10,50%**	**13,13%**	**15,75%**
	CDI +	1,30%	539.563	35.710	50.057	64.405	78.753	93.100
	CDI +	1,45%	80.000	5.421	7.551	9.682	11.812	13.943
	CDI +	1,50%	40.000	2.731	3.797	4.863	5.929	6.995
	CDI +	1,85%	150.000	10.796	14.806	18.816	22.827	26.837
	CDI +	1,90%	172.662	12.518	17.136	21.755	26.373	30.992
	CDI +	2,55%	59.800	4.744	6.354	7.964	9.574	11.184
	CDI +	2,60%	16.100	1.286	1.719	2.153	2.587	3.020
	CDI +	0,00%	294.802	15.477	23.216	30.954	38.693	46.431
MOEDA ESTRANGEIRA - US$				**0,85**	**1,28**	**1,70**	**2,13**	**2,55**
	Var. do US$ +	4,00%	2.592	(1.264)	(548)	168	885	1.601
	Var. do US$ +	4,50%	4.996	(2.447)	(1.060)	326	1.713	3.100
	Var. do US$ +	5,00%	4.921	(2.422)	(1.050)	323	1.695	3.068
	Var. do US$ +	5,50%	2.794	(1.382)	(599)	184	967	1.750
IGP-M				**2,74%**	**4,11%**	**5,48%**	**6,85%**	**8,22%**
	IGP-M +	9,85%	6.344	816	911	1.007	1.102	1.198
TJLP				**3,00%**	**4,50%**	**6,00%**	**7,50%**	**9,00%**
	TJLP +	2,22%	267.725	14.154	18.259	22.364	26.469	30.574
	TJLP +	2,37%	27.031	1.471	1.886	2.301	2.716	3.131
	TJLP +	2,41%	92.102	5.049	6.464	7.879	9.294	10.709
	TJLP +	2,44%	190.665	10.512	13.442	16.371	19.301	22.231
	TJLP +	2,56%	147.075	8.290	10.553	12.816	15.078	17.341
	TJLP +	3,17%	165.402	10.363	12.922	15.482	18.042	20.601
	TJLP +	3,90%	1.699	119	146	172	199	225
	TJLP +	4,00%	11.985	853	1.040	1.227	1.414	1.601
	TJLP +	4,50%	16.170	1.235	1.488	1.742	1.995	2.248
	TJLP +	4,55%	39.811	3.060	3.684	4.309	4.933	5.557
	TJLP +	5,50%	17.089	1.481	1.751	2.022	2.292	2.562
JUROS FIXO			382.912	17.061	25.592	34.123	42.653	51.184
		Total	**2.734.240**	**155.631**	**219.519**	**283.407**	**347.294**	**411.182**

(*) refere-se ao principal das dívidas, sem considerar encargos.

23.7 Fatores de risco que podem afetar os negócios da Companhia e suas controladas

Os principais fatores de risco que afetam o negócio da Companhia e de suas controladas podem ser assim descritos:

23.6.1 Riscos de liquidez

A Companhia apresenta uma geração de caixa suficiente para cobrir suas exigências de curto prazo e para seu programa de aquisições e investimentos.

Adicionalmente, nossa gestão de riscos tem como princípio afastar eventuais riscos financeiros que possam ser adicionados aos nossos negócios. Em relação ao caixa, nossas aplicações financeiras são geridas conservadoramente, com foco na disponibilidade de recursos para fazer frente às nossas necessidades. Buscamos melhores rentabilidades sempre levando em consideração os limites de risco, liquidez e concentração das aplicações e acompanhamos regularmente as taxas contratadas comparando-as com as vigentes no mercado.

O quadro abaixo resume o perfil do vencimento do passivo financeiro da Companhia em 31 de dezembro de 2011, com base nos pagamentos contratuais não descontados.

	Consolidado				
	31/12/2011				
	Menos de 3 meses	3 a 12 meses	1 a 5 anos	> 5 anos	Total
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Encargos de Dívidas	145.400	436.201	1.359.879	893.444	2.834.924
Fornecedores	2.091	-	-	-	2.091
	147.491	436.201	1.359.879	893.444	2.837.015

23.7.2 Riscos de mercado

As controladas Foz do Rio Claro, Ijuí, Lavrinhas e Queluz possuem risco associado à escassez de água destinada à geração de energia. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é atendido por 85% de geração hidráulica. Para atenuar estes riscos, foi criado o MRE que é um mecanismo financeiro de compartilhamento entre as regiões do SIN dos riscos hidrológicos das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. É importante ressaltar que o risco é sistêmico, ou seja, haverá efetivo risco às empresas que possuem usinas hidroelétricas quando o sistema como um todo estiver em condição hidrológica desfavorável e não apenas a região onde estas usinas estão localizadas, o que se configura num estado de racionamento nacional declarado pelo poder público.

23.7.3 Risco de taxas de câmbio

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto não utilizam instrumentos financeiros derivativos para proteger ou reduzir os custos financeiros das operações de financiamentos e contratos de compras vinculados à moedas estrangeiras.

De acordo com suas políticas financeiras, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto, não têm efetuado operações envolvendo instrumentos financeiros que tenham caráter especulativo.

23.7.4 Risco de regulação

As atividades das controladas, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

23.7.5 Risco financeiros

Risco associado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer a da perda destes valores. Este risco é diminuído pela Administração na escolha de instituições financeiras de primeira linha e sem estabelecimentos de limites de concentração.

23.7.6 Risco de aceleração de dívidas

A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas ("covenants") normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas à atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. (vide nota nº 15)

23.7.7 Risco de taxas de juros

Decorre da possibilidade de a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto sofrerem ganhos ou perdas decorrentes de oscilações de taxas de juros incidentes sobre seus ativos e passivos financeiros. Visando à mitigação desse tipo de risco, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto buscam diversificar a captação de recursos em termos de taxas prefixadas ou pós-fixadas e, em determinadas circunstâncias, podem ser controladas por operações de swap para travar o custo financeiro das operações.

23.7.8 Risco de estrutura de capital

Decorre da escolha entre capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros que a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto fazem para financiar suas operações. Para mitigar os riscos de liquidez e a otimização do custo médio ponderado do capital, a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto monitoram permanentemente os níveis de endividamento de acordo com os padrões de mercado e o cumprimento de índices (covenants) previstos em contratos de empréstimos, financiamento. Em determinadas circunstâncias podem ser contratadas operações de swap para evitar oscilações do custo financeiro das operações.

24. Informações por Segmento

Os segmentos operacionais da Alupar consistem na atividade de transmissão e geração de energia.

Os segmentos mencionados acima refletem à gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados. Em decorrência do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, não existe segmentação por área geográfica.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011 estão apresentados de forma consolidada na tabela abaixo:

	Demonstração do resultado segregado por atividade 31/12/2011				
	Transmissão	**Geração**	**Holding**	**Eliminação**	**Total**
Receita operacional líquida	**1.208.163**	**147.920**	**-**	**(142.438)**	**1.213.645**
Custo dos serviços prestados	(65.734)	(4.308)	-	4.921	(65.121)
Compra de Energia	-	(46.371)	-	-	(46.371)
Custo de construção	(321.493)	-	-	83.567	(237.926)
Depreciação / Amortização	(1.975)	(21.718)	-	60	(23.633)
	(389.202)	**(72.397)**	**-**	**88.548**	**(373.051)**
Lucro bruto	**818.961**	**75.523**	**-**	**(53.890)**	**840.594**
(Despesas) receitas operacionais					
Administrativas e gerais	(14.723)	(17.540)	(13.657)	827	(45.093)
Pessoal	(12.480)	(6.950)	(9.776)	556	(28.650)
Honorários da diretoria e conselho de administração	(5.502)	(943)	(6.380)	419	(12.406)
Encargos do Uso da Rede Elétrica (CUST)	-	(5.957)	-	-	(5.957)
Compensação Financ. pela Utiliz. de Recursos Hídricos	-	(3.101)	-	-	(3.101)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(453)	-	-	(453)
Taxa de fiscalização - TFSEE	(4.314)	(47)	-	247	(4.114)
Despesas financeiras	(161.734)	(44.199)	(64.542)	13.157	(257.318)
Encargos e variações monetárias sobre empr. e financ.	(155.815)	(42.343)	(63.282)	12.955	(248.485)
Variações Cambiais	(2.070)	-	9	(15)	(2.076)
Outras	(3.849)	(1.856)	(1.269)	217	(6.757)
Receitas financeiras	25.142	2.700	34.311	(4.459)	57.694
Receitas de aplicações financeiras	16.514	1.420	33.220	(1.462)	49.692
Outras	8.628	1.280	1.091	(2.997)	8.002
Resultado de Equivalência Patrimonial	21.521	-	277.669	(299.190)	-
Outras receitas	21	30	213	-	264
Outras despesas	-	-	(2.683)	-	(2.683)
	(152.069)	**(76.460)**	**215.155**	**(288.443)**	**(301.817)**
Lucro antes da contribuição social e imposto de renda	**666.892**	**(937)**	**215.155**	**(342.333)**	**538.777**
Imposto de renda e contribuição social correntes	(72.846)	(2.192)	-	8.451	(66.587)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(33.808)	-	-	662	(33.146)
	(106.654)	**(2.192)**	**-**	**9.113**	**(99.733)**
Lucro antes da participação de não controladores	**560.238**	**(3.129)**	**215.155**	**(333.220)**	**439.044**
Participação de não controladores	-	-	-	(248.517)	(248.517)
Lucro Líquido do Exercício	**560.238**	**(3.129)**	**215.155**	**(581.737)**	**190.527**
Ativos operacionais	**4.363.873**	**1.644.234**	**1.688**	**(332.035)**	**5.677.760**
Passivos operacionais	**142.412**	**113.243**	**3.560**	**(15.206)**	**244.009**

Os ativos dos segmentos incluem “contas a receber de clientes” no montante de R$ 119.865, “contas a receber ativo financeiro” no montante de R$ 3.905.997, “estoques” no montante de R$ 21.441, e “imobilizado” no montante de R$ 1.631.325.

Os passivos dos segmentos não incluem “empréstimos, financiamentos e debêntures” no montante de R$ 2.834.924, “tributos a recolher” no montante de R$ 84.193, “dividendos a pagar” no montante de R$ 78.942, “provisões para litígios” no montante de R$ 5.965, “adiantamento para futuro aumento de capital” no montante de R$ 16.575, e “tributos e contribuições sociais diferido” no montante de R$ 332.793.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010 estão apresentados de forma consolidada na tabela abaixo:

	Demonstração do resultado segregado por atividade 31/12/2010				
	Transmissão	**Geração**	**Holding**	**Eliminação**	**Total**
Receita operacional líquida	**1.123.579**	**72.333**	**-**	**(260.181)**	**935.731**
Custo dos serviços prestados	(57.688)	(3.340)	-	2.786	(58.242)
Compra de Energia	-	(60.456)	-	-	(60.456)
Custo de construção	(321.208)	-	-	198.950	(122.258)
Depreciação / Amortização	(7)	(2.926)	-	-	(2.933)
	(378.903)	**(66.722)**	**-**	**201.736**	**(243.889)**
Lucro bruto	**744.676**	**5.611**	**-**	**(58.445)**	**691.842**
(Despesas) receitas operacionais					
Administrativas e gerais	(12.666)	(4.014)	(11.029)	736	(26.973)
Pessoal	(10.517)	(2.256)	(6.865)	484	(19.154)
Honorários da diretoria e conselho de administração	(4.539)	(811)	(5.216)	315	(10.251)
Encargos do Uso da Rede Elétrica (CUST)	-	-	-	-	-
Compensação Financ. pela Utiliz. de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-
Utilização do Bem Público - UBP	-	-	-	-	-
Taxa de fiscalização - TFSEE	-	-	-	-	-
Despesas financeiras	(129.980)	(14.998)	(43.653)	(94)	(188.725)
Encargos e variações monetárias sobre empr. e financ.	(119.243)	(10.175)	(42.335)	6.760	(164.994)
Variações Cambiais	(577)	-	(22)	(38)	(637)
Outras	(10.160)	(4.823)	(1.296)	(6.815)	(23.094)
Receitas financeiras	17.222	56	38.850	(631)	55.497
Receitas de aplicações financeiras	16.457	-	38.100	(604)	53.953
Outras	765	56	750	(27)	1.544
Resultado de Equivalência Patrimonial	17.638	-	217.081	(234.719)	-
Outras receitas	1.401	15	18.781	-	20.197
Outras despesas	(8)	-	(1.256)	1	(1.263)
	(121.449)	**(22.008)**	**206.693**	**(233.909)**	**(170.673)**
Lucro antes da contribuição social e imposto de renda	**623.227**	**(16.397)**	**206.693**	**(292.354)**	**521.169**
Imposto de renda	(32.908)	(381)	-	5.794	(27.495)
Contribuição social	(36.184)	(205)	-	2.127	(34.262)
Imposto de renda diferido	(44.489)	-	-	16.557	(27.932)
Contribuição social diferidos	-	-	-	(10.056)	(10.056)
	(113.581)	**(586)**	**-**	**14.423**	**(99.745)**
Reversão de JCP	-	-	-	-	-
Lucro antes da participação de não controladores	**509.646**	**(16.983)**	**206.693**	**(277.932)**	**421.425**
Participação de não controladores	-	(1.105)	-	(227.838)	(228.943)
Lucro Líquido do período	**509.646**	**(18.088)**	**206.693**	**(505.770)**	**192.481**
Ativos opercionais	**3.857.217**	**1.264.701**	**1.368**	**(563.027)**	**4.560.259**
Passivos operacionais	**89.029**	**50.480**	**4.715**	**(21.519)**	**122.705**

Os ativos dos segmentos incluem "contas a receber de clientes" no montante de R$ 95.875, "contas a receber ativo financeiro" no montante de R$ 3.271.868, "estoques" no montante de R$ 17.721, e "imobilizado" no montante de R$ 1.257.998.

Os passivos dos segmentos não incluem "empréstimos, financiamentos e debêntures" no montante de R$ 2.373.423, "tributos a recolher" no montante de R$ 64.471, "dividendos a pagar" no montante de R$ 124.792, "provisões para litígios" no montante de R$ 4.369, "adiantamento para futuro aumento de capital" no montante de R$ 24.399, e "tributos e contribuições sociais diferido" no montante de R$ 293.689.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2009 estão apresentados de forma consolidada na tabela abaixo:

	Demonstração do resultado segregado por atividade 31/12/2009				
	Transmissão	Geração	Holding	Eliminação	Total
Receita operacional líquida	**971.682**	**-**	**-**	**(199.505)**	**772.177**
Custo dos serviços prestados	(52.608)	-	-	2.667	(49.941)
Compra de Energia	-	-	-	-	-
Custo de construção	(214.177)	-	-	151.152	(63.025)
Depreciação / Amortização	(7)	-	-	-	(7)
	(266.792)	**-**	**-**	**153.819**	**(112.973)**
Lucro bruto	**704.890**	**-**	**-**	**(45.686)**	**659.204**
(Despesas) receitas operacionais					
Administrativas e gerais	(11.115)	(457)	(21.334)	618	(32.288)
Pessoal	(7.967)	-	(4.746)	314	(12.398)
Honorários da diretoria e conselho de administração	(4.594)	-	(5.023)	367	(9.249)
Encargos do Uso da Rede Elétrica (CUST)	-	-	-	-	-
Compensação Financ. pela Utiliz. de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-
Utilização do Bem Público - UBP	-	-	-	-	-
Taxa de fiscalização - TFSEE	-	-	-	-	-
Despesas financeiras	(108.846)	-	(19.435)	(18.086)	(146.367)
Encargos e variações monetárias sobre empr. e financ.	(111.561)	-	(16.681)	7.240	(121.002)
Variações Cambiais	9.975	-	(89)	157	10.043
Outras	(7.260)	-	(2.665)	(25.483)	(35.408)
Receitas financeiras	18.073	-	9.193	(2.271)	24.995
Receitas de aplicações financeiras	14.301	-	8.529	(623)	22.207
Outras	3.772	-	664	(1.648)	2.788
Resultado de Equivalência Patrimonial	14.571	-	195.644	(210.215)	-
Outras receitas	55	-	105	7.996	8.156
Outras despesas	(11)	-	(10)	-	(21)
	(99.833)	**(457)**	**154.394**	**(221.277)**	**(167.173)**
Lucro antes da contribuição social e imposto de renda	**605.057**	**(457)**	**154.394**	**(266.962)**	**492.031**
Imposto de renda	(30.591)	-	-	5.665	(24.926)
Contribuição social	(33.501)	-	-	2.073	(31.428)
Imposto de renda diferido	(41.477)	-	-	1.195	(40.282)
Contribuição social diferidos	-	-	-	-	-
	(105.569)	**-**	**-**	**8.933**	**(96.636)**
Reversão de JCP	-	-	-	-	-
Lucro antes da participação de não controladores	**499.488**	**(457)**	**154.394**	**(258.029)**	**395.396**
Participação de não controladores	-	-	-	(257.239)	(257.239)
Lucro Líquido do período	**499.488**	**(457)**	**154.394**	**(515.268)**	**138.157**
Ativos opercionais	**3.449.358**	**920.904**	**1.545**	**(340.190)**	**4.031.617**
Passivos operacionais	**58.556**	**9.226**	**4.701**	**(6.290)**	**66.193**

Os ativos dos segmentos incluem “contas a receber de clientes” no montante de R$ 78.713, “contas a receber ativo financeiro” no montante de R$ 3.089.099, “estoques” no montante de R$ 17.029, e “imobilizado” no montante de R$ 925.493.

Os passivos dos segmentos não incluem “empréstimos, financiamentos e debêntures” no montante de R$ 2.211.523, “tributos a recolher” no montante de R$ 72.772, “dividendos a pagar” no montante de R$ 165.862, “provisões para litígios” no montante de R$ 4.935, “adiantamento para futuro aumento de capital” no montante de R$ 8.000, e “tributos e contribuições sociais diferido” no montante de R$ 256.272.

25. Benefícios a empregados

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto oferecem aos seus empregados benefícios que englobam basicamente: assistência médica, vale transporte, auxílio alimentação, auxílio educação, plano de previdência privada que por sua vez oferece planos de complementação de aposentadoria, onde o plano de aposentadoria é de contribuição definida, sendo utilizado o regime financeiro de capitalização, no cálculo atuarial das reservas.

A tabela abaixo demonstra os valores dos benefícios concedidos aos empregados da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto.

	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Assistência Médica e Vale Transporte	2.345	1.946	1.433
Previdência Privada	1.357	1.038	822
Educação	366	243	217
Auxilio alimentação	1.609	1.098	750
Outros	1.241	277	268
Total	**6.918**	**4.602**	**3.490**

26. Compromissos

Acordo de acionistas

Conforme Acordo de Acionistas, datado de 23 de julho de 2001, a EATE se comprometia a recomprar a totalidade das 88.000.000 ações preferenciais, respectivamente, de seu acionista Eletrobrás no prazo máximo de 10 anos após o 24° mês do início da operação comercial da linha de transmissão.

Através dos Instrumentos Particulares de Cessão de Direitos e Obrigações entre a EATE, e Guarupart, incorporadora e sucessora da Companhia Técnica de Engenharia Elétrica, datados de 10 de abril de 2002 e 5 de dezembro de 2001, respectivamente, passou a obrigação de recompra das referidas ações para os acionistas.

A partir de 26 de setembro de 2007, o compromisso de recompra das ações da Eletrobrás, passou a ser da Companhia, uma vez que a Guarupart transferiu suas participações acionárias na EATE para a Companhia, mediante aumento de capital conforme Ata de Assembleia Geral Extraordinária realizada naquela data.

Durante o primeiro semestre de 2011, a Companhia concluiu a recompra das ações da EATE (vide nota nº 10).

Contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva

A Companhia e a Guarupart firmaram, em 28 de dezembro de 2007, um contrato de compra e venda de ações com condições suspensivas que se baseia nos seguintes aspectos:

- A Guarupart Participações Ltda. (vendedora) é detentora de 6.324.000 ações ordinárias integralizadas, representando 51,0% do capital social da Transchile Charrua Transmisión S.A., sociedade válida e existente de acordo com as leis da República do Chile;

- A vendedora ainda fará novos aportes na Transchile até que a linha de transmissão entre em operação e, por sua vez, integralizará novas ações, que englobarão e farão parte do referido contrato de compra e venda;

- A vendedora deseja vender as ações para a Alupar (compradora), tão logo a Transchile entre em operação comercial, de acordo com os termos e condições estabelecidas no contrato;

- A transferência de ações está condicionada à aprovação do agente regulador da Transchile, qual seja, a Superintendência de Eletricidad y Combustibles (SEC) bem como de qualquer outro órgão com a competência na matéria e dos agentes financiadores do empreendimento; e

- O preço de compra das ações detidas pela vendedora, a ser pago pela Alupar, será o correspondente ao total do valor em Reais aportado como capital, corrigido pelo IGP-M/FGV pro rata die, desde a data de cada aporte, até a data do efetivo pagamento.

Contrato de Compra e Venda de Ações de emissão da ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.

Em 10 de novembro de 2009, a Alupar Investimento S.A (compradora), a MDU Sul Transmissão de Energia Ltda. (vendedora) e a CENTENNIAL ENERGY HOLDINGS INC (garantidora), firmaram um contrato de compra e venda de ações, cujo objeto é a aquisição pela Alupar de 4.213.710 (quatro milhões, duzentas e treze mil, setecentas e dez) ações ordinárias da ECTE ("Ações"), em quatro porções distintas, sendo: a primeira de 1.053.429 (um milhão, cinquenta e três mil, quatrocentas e vinte e nove) ações ordinárias e nominativas de emissão da ECTE ("Lote(s) de Ações") e as demais de 1.053.427 (um milhão, cinquenta e três mil, quatrocentas e vinte e sete) ações ordinárias. Os Lotes de Ações deverão ser transferidos pela Vendedora para a Compradora mediante o pagamento do Preço de Compra, que deverá ocorrer em quatro parcelas anuais, sendo a primeira parcela devida somente após 12 meses da Data de Fechamento e as três seguintes em parcelas a serem pagas sucessivamente a cada 12 meses, juntamente com a transferência do respectivo Lote de Ações, tudo conforme definido no Contrato;

Referido contrato foi aprovado pelo BNDES em 29 de junho de 2010, Bancos Financiadores em 02 de junho de 2010 e pela ANEEL em 25 de maio de 2010.

27. Seguros

A companhia e suas controladas e controladas em conjunto mantêm cobertura de seguros contra incêndio sobre bens do ativo imobilizado, em montante considerado suficiente pela administração para cobrir eventuais riscos sobre os seus ativos e/ou responsabilidades. As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria das demonstrações contábeis, consequentemente não foram examinadas pelos nossos auditores independentes.

Os seguros vigentes em 31 de dezembro de 2011 estão assim distribuídos:

Risco	Importância segurada	Prêmio
Compreensivo empresarial (incêndios, inundações, queda de raio, explosão, etc.)	788.195	1.576
Responsabilidade civil	33.500	218
Responsabilidade civil - administradores	12.000	30
Total	833.695	1.824

28. Eventos Subsequentes

Emissão de debêntures

Alupar:

Debêntures - 4ª Emissão - Em 03 de fevereiro de 2012 foi efetuada a emissão da Quarta Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações com as seguintes condições:

- Quantidade de debêntures: 15.000 (quinze mil) debêntures;
- Valor Unitário: R$ 10 (dez mil reais) cada;
- Valor Total da emissão: R$ 150.000 (cento e cinquenta milhões de reais);
- Prazo de Vencimento: 6 (seis) anos, a partir da data de emissão.

Estas debêntures têm as seguintes características:

a) taxa de juros a ser definida em processo de bookbuilding, sendo remuneração teto de CDI + 1,45% ao ano.;

b) amortizações semestrais, iguais e sucessivas a partir do 5º ano;

c) O pagamento da remuneração será realizado semestralmente a partir da data de emissão, em datas definidas na Escritura da 4ª Emissão.

Debêntures - 5º Emissão - Em 30 de maio de 2012 foi efetuada pela Companhia a Quinta emissão de Debêntures Simples, na qual foram subscritas e integralizadas em sua totalidade pelo acionista FI-FGTS. Estas debêntures não são conversíveis em ações, e possuem as seguintes condições:

-Quantidade: 300 (trezentas) debêntures;
-Valor unitário: R$1.000 (um milhão de reais) cada;
-Valor total da emissão: R$300.000 (trezentos milhões de reais);
-Data de vencimento: 30 de maio de 2027;

Estas debêntures têm as seguintes características:

a) taxa de juros de 7,8% ao ano, calculados pro rata temporis por dias úteis, com base em um ano de 252 dias úteis;

b) o valor nominal unitário ou saldo do valor nominal unitário será atualizado a partir da data de emissão, pela variação do IPCA;

c) o valor nominal unitário das debêntures será pago em 12 parcelas anuais e sucessivas, sendo o primeiro pagamento realizado em 30 de junho de 2016;

d) O pagamento da remuneração será realizado semestralmente a partir da data de emissão, em datas definidas na Escritura da 5ª Emissão.

Ferreira Gomes:

Em 30 de maio de 2012, a controlada Ferreira Gomes emitiu 20.000 debêntures simples não conversíveis em ações com valor unitário de R$ 10, totalizando R$ 200.000 (duzentos milhões de reais), os recursos das debêntures foram transferidos para a controlada Ferreira Gomes no dia 18 de julho de 2012. A remuneração das debêntures contemplará juros correspondentes a 5,95%, incidentes sobre o valor unitário atualizado, base 252 dias úteis, calculado na forma prevista na escritura. As mesmas terão vencimento no dia 30 de maio de 2017.

EATE:

Em 19 de outubro de 2012 efetuou a segunda emissão de debêntures no valor de R$ 150.000 no mercado local, em série única, com prazo de vigência de 5 anos, serão amortizadas em parcelas semestrais e consecutivas e serão atualizadas pelo CDI e taxa de juros de 0,9875% ao ano, com vencimento final em outubro de 2017. Não foram oferecidas garantias na emissão de debêntures.

ECTE:

Em 29 de outubro de 2012 a controlada ECTE emitiu debêntures, conforme Instrução Normativa CVM nº 476, no valor de R$ 80.000, em série única, com prazo de vigência de 5 anos. As debêntures serão amortizadas em 6 parcelas semestrais, a partir de abril de 2015, com vencimento final em outubro de 2017. A remuneração, calculada pela variação do CDI + 0,9875% ao ano, será paga em 10 parcelas semestrais, a partir de abril de 2013. Não foram oferecidas garantias na emissão das debêntures.

Transudeste:

A controlada Transudeste acordou em novembro de 2012 nova modalidade de empréstimos para fins de aprimoramento financeiro substituindo o financiamento com BNDES, BDMG e Santander Banespa (TLPL e Cesta de Moedas) pela emissão de Debêntures. O banco mandatário na operação de emissão das debêntures é o Itaú Unibanco S.A. e o escriturador é o Itaú Corretora de Valores S.A. Os recursos contratados foram de R$ 47.500, emitidas em 14 de novembro de 2012 em espécie quirografárias, sem garantias. O prazo da operação é de 05 anos com vencimento em 14 de novembro de 2017 (05 anos), as amortizações e pagamentos de juros serão semestrais sendo o 1º pagamento em 14 de maio de 2013. Quanto a remuneração, renderão juros a 100% variação acumulada DI (dia) somados a taxa efetiva de 0,9875% ao ano. O resgate antecipado poderá ocorrer a partir do 2º ano da emissão.

Transirapé:

A controlada Transirapé acordou em novembro de 2012 nova modalidade de empréstimos para fins de aprimoramento financeiro substituindo o financiamento com BNDES, BDMG e Santander Banespa (TLPL e Cesta de Moedas) pela emissão de Debêntures. Os recursos contratados foram de R$ 42.500, emitidas em 14 de novembro de 2012 em espécie quirografárias, sem garantias. O prazo da operação é de 05 anos com vencimento em 14 de novembro de 2017 (05 anos), as amortizações e pagamentos de juros serão semestrais sendo o 1º pagamento em 14 de maio de 2013. Quanto a remuneração, renderão juros a 100% variação acumulada DI (dia) somados a taxa efetiva de 0,9875% ao ano. O resgate antecipado poderá ocorrer a partir do 2º ano da emissão.

Adiantamento para futuro aumento de capital

Ferreira Gomes:

A Companhia adiantou R$ 48.000 a titulo de adiantamento para futuro aumento de capital à controlada Ferreira Gomes, sendo que o montante de R$ 35.000 foi integralizado ao capital da controlada Ferreira Gomes em 27 de abril de 2012.

No dia 29 de janeiro de 2013 a Companhia adiantou a título de adiantamento para futuro aumento de capital para a controlada Ferreira Gomes o montante de R$ 40.000.

Captação de Empréstimos e financiamentos

Ferreira Gomes:

Em 29 de maio de 2012, a controlada Ferreira Gomes captou junto ao Banco BTG Pactual S.A. o montante de R$ 40.000, cujo empréstimo possui encargo de 1,50% + 100% do CDI com vencimento no dia 18 de julho de 2012.

A Controlada Ferreira Gomes captou empréstimos do Banco Santander em 22 de junho de 2012 no montante de R$ 15.000 sob o encargo de 100 % do CDI + 1,40%.

Nos dias 18 de julho de 2012 e 06 de agosto de 2012, a controlada Ferreira Gomes liquidou os empréstimos com o Banco BTG Pactual no montante de R$ 40.000, e com o Banco Santander no montante de R$ 55.000, respectivamente.

No dia 30 de julho de 2012 a Companhia realizou aditivo com o Banco Sumitomo para prorrogar o vencimento do empréstimo para o dia 01 de outubro de 2012, sendo alterado também os encargos para 118% do CDI.

Em 26 de setembro de 2012 a controlada Ferreira Gomes celebrou contrato de financiamento de curto-prazo junto ao BNDES. O crédito total disponível no contrato é de R$ 121.724 que tem sua liberação condicionada a comprovação dos investimentos da controlada Ferreira Gomes. Os juros contratados são de 2,4 % a.a. acima da TJLP a serem capitalizados trimestralmente. O principal da dívida deverá ser pago ao BNDES em prestação única, no valor do principal vincendo da dívida, vencendo-se no dia 15 de abril de 2013 ou na data de desembolso da primeira parcela do crédito que venha a ser aberto pelo BNDES à beneficiária por meio de contrato de financiamento de longo prazo, o que ocorrer primeiro. Como garantia, é dada carta fiança prestada por instituição financeira. Em 26 de outubro de 2012 o BNDES liberou o montante de R$ 110.680.

Em 29 de janeiro de 2013 houve liberação da parcela remanescente no montante de R$ 11.044 do contrato de financiamento, celebrado no dia 26 de setembro de 2012 pela controlada Ferreira Gomes, junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES no montante de R$ 121.724, cuja liberação do montante de R$ 110.680 já havia ocorrido em outubro de 2012.

ESDE

No 3º trimestre de 2012, a controlada ESDE captou junto ao Banco Itaú BBA S.A. três empréstimos, totalizando o montante de R$ 17.900, conforme características abaixo:

- Contrato no montante de R$ 400, captado em 07 de agosto de 2012, cuja remuneração é de 100% do CDI+0,97% a.a. de spread, com vencimento em 05 de novembro de 2012;

- Contrato no montante de R$ 14.500, captado em 10 de agosto de 2012, cuja remuneração é de 100% CDI+0,97% a.a. de spread, com vencimento em 08 de novembro de 2012; e

Contrato no montante de R$ 3.000, captado em 04 de setembro de 2012, cuja remuneração é de 100% CDI+0,97% a.a. de spread, com vencimento em 04 de dezembro de 2012.

Em novembro de 2012, a controlada ESDE assinou contrato com o BNDES para liberação de recursos no montante de R$ 42.797, dividido em subcrédito A (R$ 26.319) com encargos correspondentes à TJLP mais 2,08% ao ano e subcrédito B (R$ 16.478) com encargos de 2,5% ao ano. Do total, R$ 32.000 foram liberados em dezembro de 2012, que foram utilizados também para a quitação dos empréstimos-ponte junto ao Banco Itaú, no montante de R$ 19.854.

ERTE

No dia 26 de setembro de 2012 a controlada ERTE celebrou contrato de financiamento com o BNDES no montante de R$ 2.000, cuja remuneração é TJLP + 1,97% a.a. de spread, com vencimento em 15 de outubro de 2026.

Em 15 de outubro de 2012, a Controlada ERTE captou junto ao BNDES, o montante de R$ 31.042 para investimentos na subestação de Açailândia. Os financiamentos tem seu saldo devedor atualizado pela TJLP e juros de 1,97% ao ano. A quitação ocorre em 168 prestações mensais, com vencimentos finais em 2026.

TME

Em maio de 2012 a controlada TME liquidou dois empréstimos pontes com o Banco do Brasil no montante de R$35.000 e R$50.000. Estes empréstimos foram substituídos por um empréstimo captado junto ao BNDES no montante de R$87.300 com as seguintes características: taxa de juros de TJLP + 6% a.a. + spread (3,6 % a.a. como taxa pré-fixada), com vencimento mensal, sendo a primeira em 15 de junho de 2012 e a última em 15 de maio de 2026.

Ferreira Gomes

Em 26 de setembro de 2012 a controlada Ferreira Gomes celebrou contrato de financiamento de curto-prazo junto ao BNDES. O crédito total disponível no contrato é de R$ 121.724 que tem sua liberação condicionada a comprovação dos investimentos da controlada Ferreira Gomes. Os juros contratados são de 2,4 % a.a. acima da TJLP a serem capitalizados trimestralmente. O principal da dívida deverá ser pago ao BNDES em prestação única, no valor do principal vincendo da dívida, vencendo-se no dia 15 de abril de 2013 ou na data de desembolso da primeira parcela do crédito que venha a ser aberto pelo BNDES à beneficiária por meio de contrato de financiamento de longo prazo, o que ocorrer primeiro. Como garantia, é dada carta fiança prestada por instituição financeira. Em 26 de outubro de 2012 o BNDES liberou o montante de R$ 110.680.

Em 29 de janeiro de 2013 houve liberação da parcela remanescente no montante de R$ 11.044 do contrato de financiamento, celebrado no dia 26 de setembro de 2012 pela controlada Ferreira Gomes, junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES no montante de R$ 121.724, cuja liberação do montante de R$ 110.680 já havia ocorrido em outubro de 2012.

STC:

Em novembro de 2012, a controlada STC recebeu aportes de capital de sua controladora EATE e Alupar, no montante de R$ 84.000 utilizados para a quitação de empréstimos junto ao BNDES no montante de R$ 84.181.

Lumitrans:

Em novembro de 2012, a controlada Lumitrans recebeu aportes de capital de sua controladora EATE e Alupar, no montante de R$ 42.000 utilizados para a quitação de empréstimos junto ao BNDES no montante de R$ 42.079.

ETEM:

Em janeiro de 2012 a controlada ETEM liquidou um empréstimo com o Banco Itaú no montante de R$ 45.400. Este empréstimo foi substituído por um empréstimo captado junto ao BNDES no montante de R$45.000, com as seguintes características: taxa de juros de TJLP + 2,44 % a.a., com vencimento mensal, sendo a primeira em 15 de maio de 2012 e a última em 15 de abril de 2026.

Transudeste:

Em 30 de novembro de 2012, a Controlada Transudeste liquidou antecipadamente os seguintes empréstimos e financiamentos em moeda nacional e estrangeira que tinham vencimento previsto para 2019: FNE, Cesta de Moedas com BNDES, Cesta de Moedas com Santander e Cesta de Moedas com BDMG.

Transirapé:

Em 30 de novembro de 2012, a Controlada Transirapé liquidou antecipadamente os seguintes empréstimos e financiamentos em moeda nacional e estrangeira que tinham vencimento previsto para 2019: FNE, Cesta de Moedas com BNDES, Cesta de Moedas com Santander e Cesta de Moedas com BDMG.

Títulos e valores mobiliários

Alupar:

Os Títulos e valores mobiliários registrado na Companhia referem-se à integralização de capital efetuado pelo acionista FI-FGTS, em 28 de setembro de 2009, no montante de R$400.000. Em cumprimento ao acordo de acionistas firmado entre a Companhia e o FI-FGTS, o valor integralizado pelo FI-FGTS ficou retido, e depositado em Fundo Exclusivo, denominado FI Energia, cuja rentabilidade média correspondia a 100% do CDI, formado basicamente de Títulos Públicos, e Certificados de Depósito Bancário emitidos por bancos de primeira linha conforme estatuto do fundo. A liberação do valor da integralização do FI-FGTS se deu em 5 tranches de R$80.000, com a condicionante da apresentação de comprovação de dispêndios realizados com os valores já liberados. Até 31 de dezembro de 2011, já haviam sido liberadas 3 "tranches" e seus respectivos rendimentos. No primeiro semestre de 2012, o correu a liberação das 2 "tranches" restantes e seus respectivos rendimentos.

Revisão tarifária

Controladas – transmissoras:

Os contratos de concessão, assinados pelas transmissoras com a União - representada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - estabelecem a composição das tarifas e as fórmulas dos reajustes anuais e exigem revisões tarifárias periódicas.

A revisão tarifária periódica tem o objetivo de promover o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes que prestam serviços de energia. Na data de "aniversário" do contrato de concessão, ocorre o reajuste anual, que objetiva repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

Abaixo segue quadro da Receita Anual Permitida (RAP) das empresas operacionais do grupo:

Empresa	RAP Ciclo 2011/2012	RAP Ciclo 2012/2013
Companhia Transirapé de Transmissão	15.747	16.767
Companhia Transleste de Transmissão	29.087	30.326
Companhia Transudeste de Transmissão	18.028	18.797
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	306.679	319.748
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	67.724	70.610
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	11.144	11.132
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	160.475	167.314
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	69.869	72.847
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	28.359	29.568
LUMITRANS - Companhia Transmissora de Energia Elétrica	18.975	19.783
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	27.989	30.056
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	128.399	133.871
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A	9.568	10.046
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	31.801	33.388
Empresa De Transmissão de Varzea Grande S.A	Não publicado	3.398

Medida Provisória 579/2012

A Administração avaliou as medidas introduzidas pela MP 579/2012 emitida em 11 de setembro de 2012 e concluiu que não há impacto nas empresas do grupo.

Aquisição Transchile

Alupar:

A Transchile é uma sociedade anônima constituída e vigente de acordo com a legislação da República do Chile, tendo por atividade a transmissão de energia elétrica.

Com o objetivo de financiar a construção do Projeto, a Transchile e o Banco Internacional de Desenvolvimento ("BID"), celebraram um contrato de empréstimo até o montante de US$ 51.014.000,00.

Em 28 de dezembro de 2007 a Companhia celebrou um contrato de compra e venda de ações com a Cia. Técnica de Engenharia Elétrica ("Cia. Técnica"), tendo por objetivo a aquisição da totalidade de ações detidas pela Cia. Técnica e de emissão da Transchile, equivalente a 51% da participação acionária desta empresa. O referido contrato foi celebrado em caráter irrevogável e irretratável, estando sua implementação condicionada única e exclusivamente à: (i) anuência prévia dos agentes financiadores do Projeto: (ii) estar a linha de transmissão em operação comercial; e (iii) anuência prévia da SEC "Superintendencia de Electricidad y Combustibles", se necessário. O preço de compra das ações detidas pela Cia. Técnica, a ser pago pela Companhia, seria o correspondente ao total do valor em Reais aportado como capital pela Cia. Técnica, corrigido pelo IGP-M/FGV pro rata die, desde a data de cada aporte, até a data do efetivo pagamento.

Em 31 de dezembro de 2008, a Cia. Técnica foi incorporada pela Guarupart, passando esta empresa a ser a titular de todos os direitos e obrigações que correspondiam à Cia. Técnica no contrato de compra e venda de ações mencionado anteriormente.

Considerando que a Linha de Transmissão já se encontra em operação, as partes passaram a aguardar a anuência da transação de compra e venda das ações perante o BID.

Em 30 de junho de 2012, a participação acionária da Transchile estava disposta da seguinte forma: (i) Guarupart Participações Ltda. com 51% de participação acionária; (ii) Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, com 49% de participação acionária. Cabe ressaltar que atualmente a Guarupart é controladora da Companhia.

Em 03 de setembro de 2012, o BID deu anuência para que a transação de compra e venda de ações entre a Companhia e a Guarupart fosse efetuado. A anuência permitiu que a transação fosse efetuada com data retroativa de junho de 2012, sendo assim, a Companhia efetuou a compra de 28.767.708 ações ordinárias da Trasnchile, equivalente a 51% de sua participação acionária, e que eram de titularidade da Guarupart. Em setembro de 2012, a aquisição foi efetivada pelo montante de R$69.750, gerando uma perda de capital para a Companhia no montante de R$11.455.

Acordos de acionistas - TAESA

Alupar:

Em 29 de junho de 2012 a Companhia, em conjunto com a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA"), assinou instrumento particular de assunção de obrigações ("Instrumento"). O Instrumento determina que em 2 de janeiro de 2013 (ou na data da transferência à TAESA das participações acionárias minoritárias detidas pela CEMIG no capital social da EATE, ERTE, ECTE, ENTE e ETEP "Grupo TBE", o que ocorrer por último), entrem em vigor as versões aditadas dos Acordos de Acionistas das empresas do Grupo TBE e que as alterações dos respectivos estatutos sejam votadas pela TAESA e pela Companhia.

Aquisição de participação Queluz e Lavrinhas

Em 08 de outubro de 2012 a Companhia exerceu a Opção de Compra das ações preferenciais pertencentes ao Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FI-FGTS nas controladas Usina Paulista Queluz de Energia S/A ("Queluz") e Usina Paulista Lavrinhas de Energia S/A ("Lavrinhas"), mediante Instrumentos Particulares de Outorga de Opção de Compra de Ações Preferenciais de Emissão celebrados entre as partes, na qual a Companhia adquiriu 4.517.310 ações na Queluz, no montante de R$6.528, e 4.380.836 ações na Lavrinhas, no montante de R$7.168.

Transação de capital ETEM

Em 18 de janeiro de 2013, mediante "Termo de Cessão e Transferência de Ações Ordinárias Nominativas a Título Gratuito" celebrado entre a Alupar (Cessionário) e a Bimetal Indústria Metalúrgica Ltda. (Cedente), ocorreu a cessão por parte da Bimetal Indústria Metalúrigca Ltda. de 868.900 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal do capital social, a título gratuito, da controlada Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A - ETEM. Dessa modo, a Companhia passou a deter 26.172.251 ações ordinárias correspondendo a 62,06% do capital social.

Declaração dos diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes

São Paulo, 21 de fevereiro de 2013.

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25, §1º, V DA INSTRUÇÃO CVM 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da Alupar Investimento S.A., sociedade por ações com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 08.364.948/0001-38 ("Companhia"), nos termos do inciso V, do parágrafo 1º do Artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no Parecer dos Auditores Independentes para o exercício social encerrado em 31.12.2011.

_____ _____

José Luiz de Godoy Pereira
Diretor Vice- Presidente e Adm. Financeiro

Paulo Roberto de Godoy Pereira
Diretor Presidente

_____ _____

Enio Luigi Nucci
Diretor Técnico e Comercial

Marcelo Patrício Fernandes Costa
Diretor de Relações com Investidores

Declaração dos diretores sobre as Demonstrações Financeiras

São Paulo, 21 de fevereiro de 2013.

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25, §1º, VI DA INSTRUÇÃO CVM 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da Alupar Investimento S.A., sociedade por ações com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF nº 08.364.948/0001-38 ("Companhia"), nos termos do inciso VI, do parágrafo 1º do Artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras para o exercício social encerrado em 31.12.2011.

_____ _____

José Luiz de Godoy Pereira
Diretor Vice- Presidente e Adm. Financeiro

Paulo Roberto de Godoy Pereira
Diretor Presidente

_____ _____

Enio Luigi Nucci
Diretor Técnico e Comercial

Marcelo Patrício Fernandes Costa
Diretor de Relações com Investidores