



459MW de potência instalada em 8 usinas hidrelétricas

complexo eólico com **204MW**

Alupar

Infraestrutura é o nosso negócio!

5.465Km de linhas de transmissão em 19 transmissoras.

e mais **13** subestações.



Relatório da Administração

ALUPAR INVESTIMENTO S.A.
CNPJ 08.364.948/0001-38

2011

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 consolidadas da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, acompanhada do parecer dos auditores independentes. Toda a documentação relativa às contas ora apresentadas está à 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:

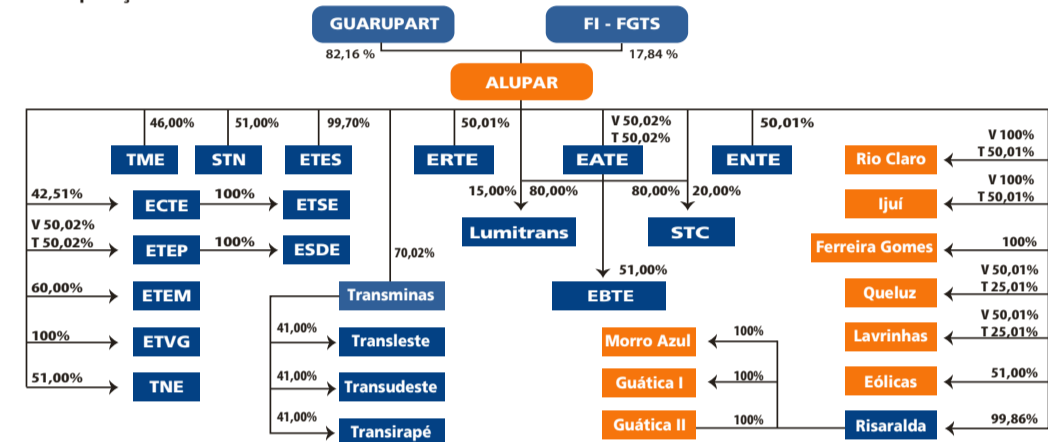
- Desenvolvimento de projetos próprios de geração de energia, como PCHs e Eólicas;
- Participação em leilões de UHEs;
- Participação em leilões para os ativos de transmissão; e
- Desenvolvimento de projetos de geração e participação de licitações de transmissão em países da América Latina.

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 detém 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.

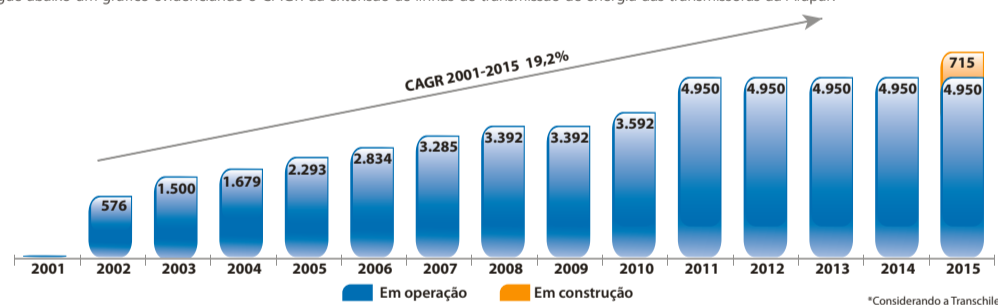
Ao longo do ano de 2011, a Alupar arrematou dois lotes em leilões de transmissão, sendo o primeiro deles no leilão 004/2011 para construção de uma linha de transmissão de 715 km de extensão nos estados do Amazonas e Roraima; e o segundo lote no leilão 006/2011, através de sua controlada ECTE, para construção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

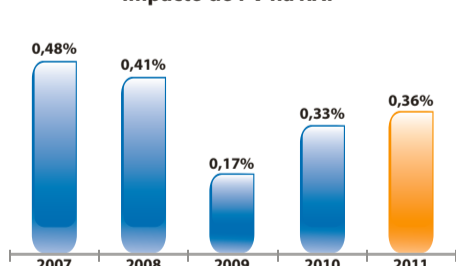
Segue abaixo um gráfico evidenciando o CAGR da extensão de linhas de transmissão de energia das transmissoras da Alupar:



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 percentagem 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.

Impacto do PV na RAP



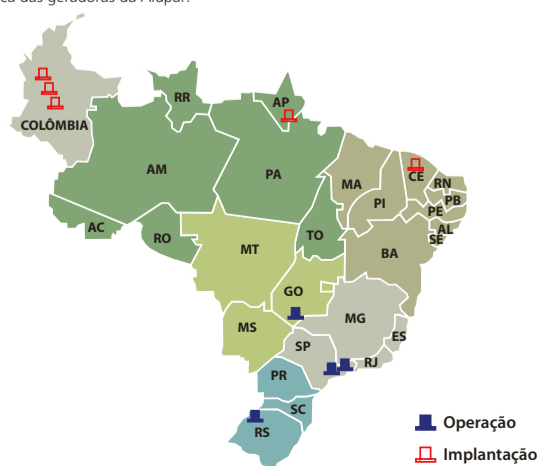
6. Geração

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

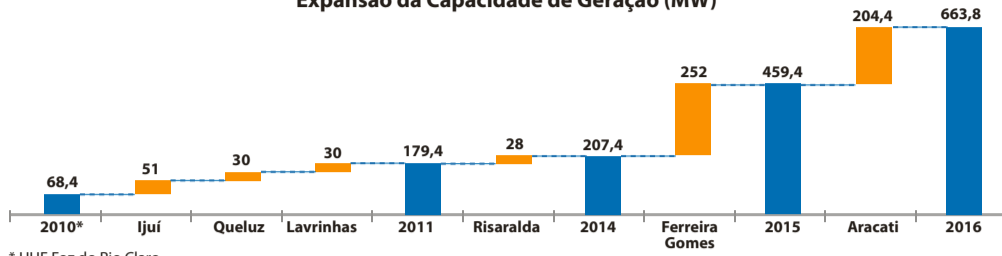
Segue mapa com a disposição geográfica das geradoras da Alupar:



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.

Expansão da Capacidade de Geração (MW)



* UHE Foz do Rio Claro

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 empresa.

Essa Política visa promover o reconhecimento e integração entre os colaboradores, objetivando o crescimento e a valorização do capital humano da empresa. 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 sócio-ambiental

A Alupar tem um comprometimento social e acredita na construção de uma sociedade mais justa e humana. Desta forma, está 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.

Balço Social

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de reais)

	Consolidado			Consolidado		
	31/12/11	31/12/11	% sobre	31/12/10	31/12/10	% sobre
Base de cálculo						
Receita líquida (RL)	1.224.503			1.327.336		
Lucro operacional (LO)	834.841			708.204		
Folha de pagamento bruta (FPB)	48.967			29.939		
Valor adicionado total (VAT)	950.518			840.804		
Indicadores sociais internos						
Encargos sociais compulsórios	14.716	30,05%	1,20%	9.443	31,54%	0,71%
Assistência médica e vale transporte	2.345	4,79%	0,19%	1.946	6,50%	0,15%
Previdência Privada	1.357	2,77%	0,11%	1.038	3,47%	0,08%
Educação	366	0,75%	0,03%	243	0,81%	0,02%
Auxílio alimentação	1.609	3,29%	0,13%	1.098	3,67%	0,08%
Outros	1.241	2,53%	0,10%	277	0,93%	0,02%
	21.634	44,18%	1,77%	14.045	46,91%	1,06%
Indicadores sociais externos						
Doações e contribuições	427	0,05%	0,03%	880	0,12%	0,07%
Projetos de incentivo à cultura	3.111	0,37%	0,25%	2.799	0,40%	0,21%
Pesquisa e desenvolvimento tecnológico	9.368	1,12%	0,77%	6.158	4,67%	0,46%
Tributos excluídos encargos sociais	127.250	15,24%	10,39%	33.087	4,67%	2,49%
	140.156	16,79%	11,45%	42.924	6,06%	3,23%
Indicadores ambientais						
Investimentos relacionados à atividade da empresa						
Projetos de preservação ambiental	6.990	0,84%	0,57%	7.074	2,04%	0,29%
Projetos de educação ambiental em comunidades	189	0,02%	0,02%	331	0,05%	0,02%
Licenças ambientais	6.984	0,84%	0,57%	277	0,04%	0,02%
Desapropriações de terras	-	0,00%	0,00%	490	0,07%	0,04%
Manejo de vegetação	2.368	0,28%	0,19%	2.029	0,29%	0,15%
	16.531	1,98%	1,35%	5.173	0,73%	0,39%
Indicadores do corpo funcional						
Empregados no final do período	502			367		
Escolaridade dos empregados	345			250		
Superior e extensão universitária	156			117		
2º Grau						
Faixa etária dos empregados						
Abaixo de 30 anos	148			99		
De 30 até 45 anos	168			159		
Acima de 45 anos	186			104		
Admissões durante o ano	127			103		
Mulheres que trabalham na empresa	124			104		
Negros que trabalham na empresa	11			13		
Portadores de deficiências físicas	-			-		
Estagiários	11			6		
Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial						
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	15,65			9,76		
Acidentes de trabalho	1			1		

9. Desempenho Operacional

- Receita Bruta Ajustada atinge R\$ 1.052,8 milhões em razão da entrada em operação das usinas Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas, e das transmissoras EBTE, TME e ETM, que elevaram a receita de suprimento de energia em 102,6% e de remuneração do ativo de concessão em 8,5%;
- EBITDA atinge R\$ 762,5 milhões devido à queda nos custos operacionais, principalmente nos custos de energia comprada para revenda e custo de infraestrutura;
- Investimentos em 2011 somam R\$ 681,7 milhões em grande parte decorrente dos projetos em implantação, sendo R\$ 401,9 milhões no segmento de geração e R\$ 247,9 milhões no segmento de transmissão;
- Transmissora TME entra em operação comercial dentro do cronograma da ANEEL e a Transmissora ETM 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) Vencedora, 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;
- Queda de 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.

Destques Financeiros (R\$ MM)

	2009	2010	Var. 2010/2009	2011	Var. 2011/2010
Receita Bruta Ajustada ¹	767,0	893,3	16,5%	1.052,8	17,9%
EBITDA	616,4	674,8	9,5%	762,5	13,0%
Margem EBITDA Ajustada ²	86,6%	81,2%	-5,4%	78,1%	-3,1%
Lucro Líquido	147,4	201,1	36,4%	200,2	-0,5%
Investimentos	749,6	648,9	-13,4%	681,7	5,1%
Dívida Líquida	1.643,8	1.973,8	20,1%	2.477,9	25,5%

Destques Operacionais

	2009	2010	Var. 2010/2009	2011	Var. 2011/2010
Km de Linhas de Transmissão em Operação	3.392,0	3.392,0	0,0%	4.750,0	40,0%
Km de Linhas de Transmissão em Implantação	1.358,0	1.358,0	0,0%	715,0	-47,3%
Total de Linhas de Transmissão	4.750,0	4.750,0	0,0%	5.465,0	15,1%
Número de Subestações em Operação (Próprias)	5,0	5,0	0,0%	8,0	60,0%
Número de Subestações em Implantação (Próprias)	4,0	5,0	25,0%	5,0	0,0%
Total de Subestações (Próprias)	9,0	10,0	11,1%	13,0	30,0%
Capacidade Instalada de Geração em Operação	0,0	68,4	0,0%	179,4	162,3%
Capacidade Instalada de Geração em Implantação	179,4	363,0	102,3%	484,4	33,4%
Total de Capacidade Instalada de Geração	179,4	431,4	140,5%	663,8	53,9%

¹Receita Bruta com a exclusão dos efeitos da Receita de Infraestrutura. De acordo com as normas do IFRS, os investimentos (Capex) das empresas de transmissão e das geradoras Foz do Rio Claro e Ijuí devem ser classificadas como receita, no nosso caso, Receita de Infraestrutura. Contudo, por se tratar de investimento e por não ter nenhum efeito no resultado da Companhia (o mesmo valor da receita é excluído no Custo de Infraestrutura), por razões analíticas, estamos desconsiderando este efeito nas receitas da Companhia.

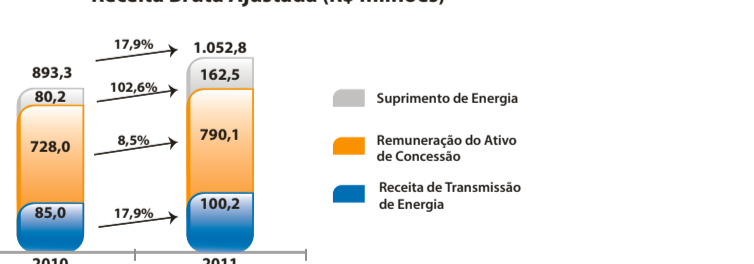
²Margem EBITDA considerando a receita líquida com a exclusão da Receita de Infraestrutura, conforme descrito na nota "1" acima.

9.2. Receita Operacional

A Alupar e suas controladas auferiram Receita Bruta de R\$ 1.301,1 milhões em 2011, 6,4% inferior aos R\$ 1.389,7 milhões registrados em 2010. Contudo essa redução de receita 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 e pelas geradoras Foz do Rio Claro e Ijuí são contabilizados como receita. Contudo, 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, ao desconsiderar esse efeito nas receitas da Companhia, verificamos que a Receita Bruta Ajustada da Alupar na verdade cresceu em 17,9% entre 2010 e 2011, conforme detalhado abaixo:

Receita Bruta (R\$ MM)	2010	2011	Var. %
Receita de Transmissão de Energia	85,0	100,2	17,9%
Receita de Infraestrutura	496,4	248,3	(50,0%)
Remuneração do Ativo de Concessão	728,0	790,1	8,5%
Suprimento de Energia	80,2	162,5	102,6%
Receita Bruta - IFRS	1.389,7	1.301,1	(6,4%)
Exclusão da Receita de Infraestrutura	(496,4)	(248,3)	(50,0%)
Receita Bruta Ajustada	893,3	1.052,8	17,9%

* Receita Bruta Ajustada (R\$ milhões)



* Receita Bruta excluindo-se a Receita de Infraestrutura
A variação negativa de R\$ 88,6 milhões ocorrida na Receita Bruta (IFRS) em 2011 é explicada:
• Pela redução de R\$ 248,1 milhões na Receita de Infraestrutura, que atingiu R\$ 248,3 milhões em 2011, ante R\$ 496,4 milhões registrados em 2010. Esta redução é decorrente dos investimentos que ocorreram em 2010 nas transmissoras EBTE e ETES e nas geradoras Foz do Rio Claro e Ijuí, que totalizaram R\$ 427,0 milhões ante R\$ 74,0 milhões em 2011. Em contrapartida as transmissoras TME, ETEM, ERTE, ESDE e ETVG, conjuntamente, totalizaram investimentos de R\$ 166,2 milhões em 2011, ante R\$ 57,1 milhões em 2010.

Empresas



★ continuação

Relatório da Administração

ALUPAR INVESTIMENTO S.A.
CNPJ 08.364.948/0001-38

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)		(0,20)	0,00	1,26	0,88
Outros (R\$ MM)		(0,20)	14,06	0,15	0,30
Receta de Suprimento de Energia (R\$ MM)		46,4	44,0	36,3	35,8

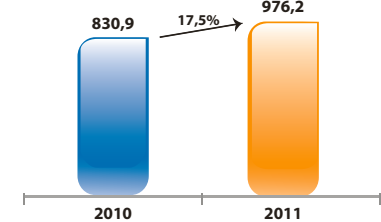
* Em maio de 2011, ocorreu o afastamento da Resolução Normativa nº 165 da ANEEL, o que permitiu a Ijuí recalculá-las as perdas ocorridas no período entre janeiro de 2010 e abril de 2011, sendo este valor creditado em agosto de 2011.

• Pelo aumento de 8,5% da Receita de Remuneração do Ativo de Concessão, totalizando R\$ 790,1 milhões em 2011 ante R\$ 728,0 milhões em 2010. Este aumento é decorrente principalmente 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, atingindo R\$ 454,6 milhões em 2011 ante R\$ 407,3 milhões em 2010.

• Pelo aumento de R\$ 15,2 milhões na Receita de Transmissão de Energia, atingindo R\$ 100,2 milhões em 2011, ante R\$ 85,0 milhões em 2010.

• 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 17,5% na Receita Líquida ajustada dos efeitos da Receita de Infraestrutura, que atingiu R\$ 976,2 milhões comparado a R\$ 830,9 milhões.

Receita Líquida Ajustada (R\$ milhões)



9.3. Custos e Despesas Operacionais

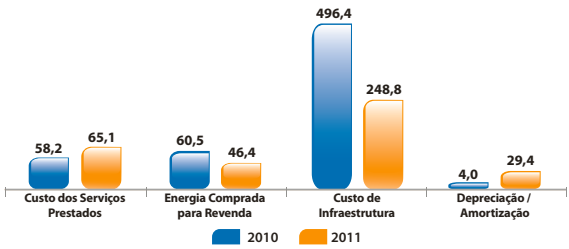
	R\$ (MM)		% Var.
	2010	2011	
Custos Operacionais			
Custo dos Serviços Prestados	58,2	65,1	11,8
Energia Comprada para Revenda	60,5	46,4	(23,3)
Custo de Infraestrutura	496,4	248,8	(49,9)
Depreciação/Amortização	4,0	29,4	N/A
Total	619,1	389,7	(37,1)
Despesas Operacionais			
Administrativas e Gerais	27,0	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	N/A
Total	37,4	102,2	172,9

9.3.1. Custos Operacionais

Em 2011, os Custos Operacionais fecharam em R\$ 389,7 milhões, 37,1% abaixo dos R\$ 619,1 milhões apurados em 2010. Essa variação ocorreu em 2011 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.
- Pela redução de R\$ 247,6 milhões no Custo de Infraestrutura, que atingiu R\$ 248,8 milhões em 2011, contra R\$ 496,4 milhões apurados em 2010. Conforme já comentado no item 9.2, 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\$ 25,4 milhões no custo de Depreciação e Amortização, atingindo R\$ 29,4 milhões em 2011, ante R\$ 4,0 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 início de suas operações. Juntas, a depreciação/amortização totalizou R\$ 29,4 milhões em 2011 ante R\$ 4,0 milhões em 2010. 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.

Custos Operacionais (R\$ milhões)



9.3.2. Despesas Operacionais

No período compreendido entre 2010 e 2011, as Despesas Operacionais fecharam em R\$ 102,2 milhões, 172,9% acima dos R\$ 37,4 milhões apurados em 2010. Essa variação ocorreu em 2011 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, em função principalmente do resultado da compra da participação das controladas EATE e ETEP no exercício de 2010, no qual geraram um ganho de capital no montante de R\$ 18,7 milhões, e da cobrança de encargos de geração para as usinas Foz do Rio Claro e Ijuí no exercício de 2011.

Despesas Operacionais (R\$ milhões)



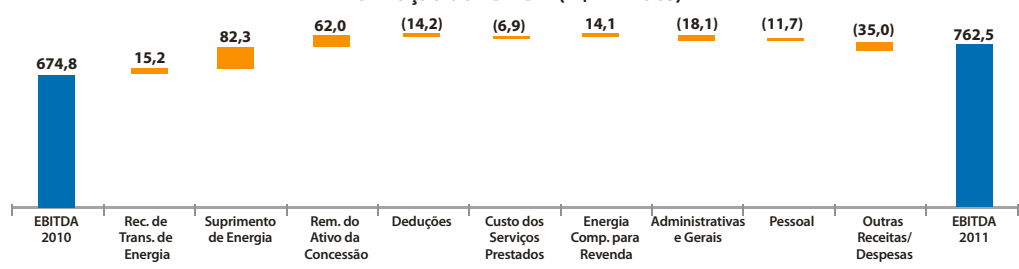
10. EBITDA

Em 2011, o EBITDA alcançou R\$ 762,5 milhões, com crescimento de 12,9% se comparado a 2010 (R\$ 674,8 milhões). 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 81,2% em 2010. Esta variação é decorrente principalmente do aumento das receitas de suprimento de energia, que atingiu R\$ 165,5 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\$ 728,0 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). Abaixo, a abertura do EBITDA:

EBITDA (R\$ milhões) e Margem EBITDA (%)

	EBITDA		Margem de EBITDA
	2010	2011	
Receita Bruta Ajustada	893,3	1.052,8	
Deduções	(62,3)	(76,6)	
Receita Líquida Ajustada	830,9	976,2	
Custos Operacionais	(118,7)	(111,5)	
Despesas Operacionais	(37,4)	(102,2)	
EBITDA	674,8	762,5	
	81,2%	78,1%	

Formação do EBITDA (R\$ milhões)



Balanços Patrimoniais

Em 31 de Dezembro de 2011, 2010 e 2009

	Controladora			Consolidado		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/11	31/12/10	31/12/09
Ativo						
Circulante	235.243	488.126	637.100	1.500.212	1.503.129	1.463.081
Caixa e equivalentes de caixa	5	729	4.608	26.543	63.910	65.295
Investimento de curto prazo	5	19.958	139.313	152.545	194.453	200.319
Títulos e valores mobiliários	6	170.535	247.671	326.149	279.330	326.149
Contas a receber de clientes	7	–	–	119.865	88.738	78.713
Partes relacionadas	22	24.332	82.724	108.187	–	–
Impostos a compensar	8	17.245	10.891	6.725	59.370	26.600
Adiantamento a fornecedores	8	934	10.891	23	42.232	3.964
Estoques	9	–	–	21.441	17.721	17.029
Despesas pagas antecipadamente	9	–	–	941	1.960	2.803
Cauções e depósitos judiciais	16	–	–	302	417	107
Ativo financeiro da concessão	9	–	–	880.725	793.249	735.562
Outros ativos	11	1.486	1.111	1.095	18.281	14.168
Não circulante	1.878.920	1.424.385	931.422	4.919.613	4.241.422	3.603.202
Partes relacionadas	22	278.499	284.222	–	–	–
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	6.862	8.184	12.833
Ativo financeiro da concessão	9	–	–	3.025.272	2.806.813	2.511.518
Outros ativos	10	–	–	1.061	7.967	1.740
Investimentos	10	1.514.172	1.073.477	866.693	5.756	3.345
Imobilizado	11	1.688	1.368	824.124	449.002	329.576
Intangível	12	82.962	63.856	40.297	929.472	908.895
Ativo total	2.114.163	1.912.511	1.568.522	6.419.825	5.744.551	5.066.283

11. Resultados Financeiros

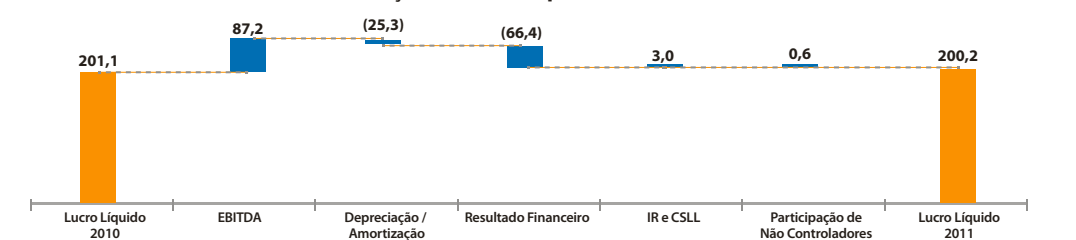
Em 2011, os Resultados Financeiros atingiram R\$ 199,6 milhões ante R\$ 133,2 milhões em 2010, o que representa uma variação negativa de R\$ 66,4 milhões ou 49,8%. Esta variação decorre principalmente das despesas financeiras que atingiram R\$ 257,3 milhões em 2011, ante R\$ 188,7 milhões em 2010. Neste 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.

12. Lucro Líquido

O lucro líquido do exercício em 2011 totalizou R\$ 200,2 milhões, 0,5% inferior aos R\$ 201,1 milhões obtidos em 2010.

Formação do Lucro Líquido (R\$ milhões)



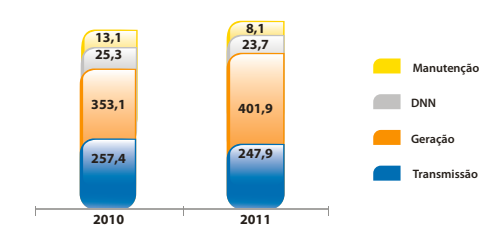
13. Dividendos

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

14. Investimentos

Durante 2011, foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 681,7 milhões em nossas empresas, ante R\$ 648,9 milhões investidos em 2010, aumento de R\$ 32,8 milhões. Sendo R\$ 648,8 milhões investidos nos projetos em implantação, R\$ 23,7 milhões na prospecção de novos negócios e R\$ 8,1 milhões na manutenção dos empreendimentos em operação.

Investimento (R\$ milhões)



Empresa	Investimentos (R\$ MM)		
	2010	2011	Var.
Transmissão	257,4	247,9	(9,5)
EBTE	184,5	63,1	(121,4)
ETEM	12,3	65,8	53,5
TME	42,3	70,6	28,3
Outros	18,3	48,4	30,1
Geração	353,1	401,9	48,8
Ferreira Gomes *	14,2	275,6	261,4
Foz	84,0	–	(84,0)
Ijuí	141,9	10,9	(131,0)
Lavrinhas *	48,8	45,2	(3,6)
Queluz *	47,9	70,2	22,3
Total	610,5	648,9	39,3

*Estes investimentos não entram na conta de Receita de Infraestrutura

15. Endividamento

A dívida bruta da Alupar e suas controladas, em 31 de dezembro de 2011, somava R\$ 2.834,9 milhões, R\$ 323,5 milhões superior aos R\$ 2.511,5 apurados ao final de 2010. O crescimento de 12,9% da dívida bruta refere-se principalmente:

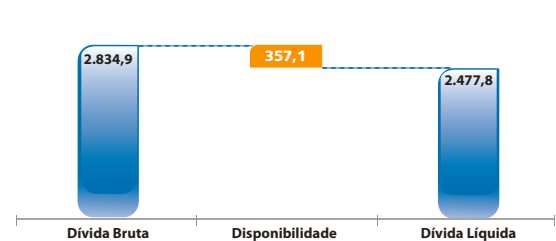
Moeda Nacional e Estrangeira Instituições Financeiras/Credores

	Saldo Inicial 31/12/2010	Ingressos de dívidas	Provisão de encargos monetária	Variação	Amortização do principal	Amortização dos encargos	Saldo final 31/12/2011
Moeda Nacional	1.966.230	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
	2.036.223	406.184	148.424	1.985	(719.001)	(123.333)	1.750.482

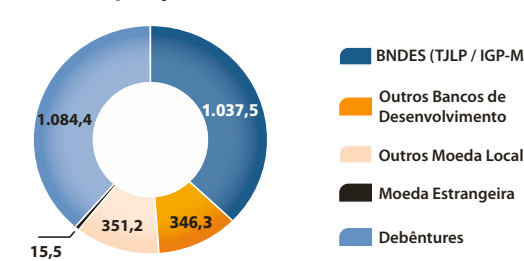
Debêntures:

- 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;
- A redução de R\$ 35,1 milhões na dívida da Holding, principalmente devido a amortizações, ao longo de 2011, na 1ª emissão de debêntures.

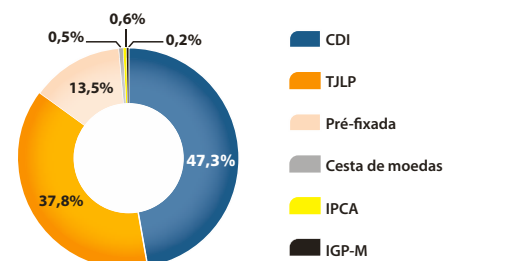
Dívida Total (R\$ milhões)



Composição da Dívida (Em R\$ milhões)

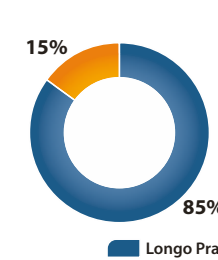


Dívida Bruta por Indexador

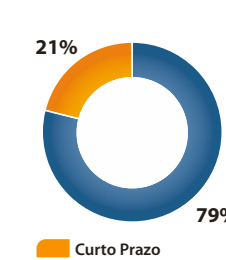


Em 31 de dezembro de 2011, as disponibilidades da Alupar e suas controladas somavam R\$ 357,1 milhões, R\$ 180,6 milhões inferior ao saldo do fim de 2010. Da dívida consolidada, R\$ 1.383,8 milhões referem-se a empréstimos de longo prazo para projetos de infraestrutura (project finance) junto a bancos de fomento, sendo a maior parte destes empréstimos, R\$ 1.037,5 milhões em 2011, 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 é referentes à moeda estrangeira, sendo este saldo referente a encargos em cesta de moedas junto a bancos de fomento.

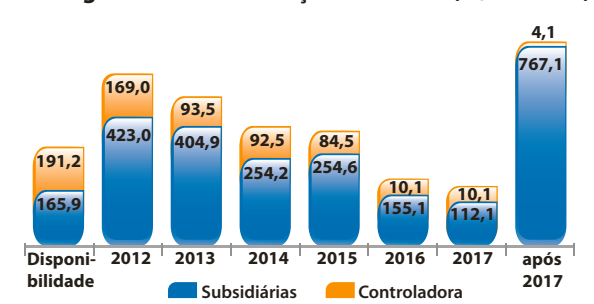
Perfil da Dívida em 2010



Perfil da Dívida em 2011



Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis



459MW de potência instalada em 8 usinas hidrelétricas

complexo eólico com 204MW

Alupar

Infraestrutura é o nosso negócio!

5.465Km de linhas de transmissão em 19 transmissoras.

e mais 13 subestações.

* continuação

Demonstrações dos Resultados e Resultados Abrangentes

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010 (Em milhares de reais, exceto lucro líquido por ação)

Table with columns: Nota, Controladora (31/12/11, 31/12/10), Consolidado (31/12/11, 31/12/10). Rows include Receita bruta, Deduções, Lucro antes do resultado financeiro, Lucro líquido por ação.

Demonstrações do Fluxo de Caixa

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010 (Em milhares de reais)

Table with columns: Controladora (31/12/11, 31/12/10), Consolidado (31/12/11, 31/12/10). Rows include Fluxos de caixa das atividades operacionais, Fluxos de caixa das atividades de investimentos, Fluxos de caixa das atividades de financiamentos.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011, 2010 e 2009 (Em milhares de reais)

Table with columns: Nota, Capital social, Reserva legal, Reserva de capital, Lucros acumulados, Total controladora, Participação de acionistas não controladores, Total consolidado. Rows show balance sheet changes for 2009, 2010, and 2011.

Demonstrações do Valor Adicionado

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010 (Em milhares de reais)

Table with columns: Controladora (31/12/11, 31/12/10), Consolidado (31/12/11, 31/12/10). Rows include Receitas, Impostos, taxas e contribuições, Remuneração de capitais de terceiros, Remuneração de capitais próprios.

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010 (Em milhares de reais)

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, nº 1855, Bloco 1, 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 9 empresas geradoras e 19 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 Transeste, 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:

Table with columns: Prazo de Início, RAP/RBNI Fim (Ciclo 2011-2012) (**), Empresas. Rows list various transmission lines and their operational status.

(*) Empresas pré-operacionais (**) Em milhares de reais Vê-se na nota nº 8 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, leiloada pela ANEEL. Com este lote, a RAP da Companhia foi 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 foi 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 Araguaçu, nos municípios de Araguaçu 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 a 2013 e estejam concluídas até 2015. O investimento será da ordem de US\$ 70.000.000, 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 Anel 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:

Table with columns: Parque eólico, MW. Rows list various wind farms and their capacity.

2. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Contábeis

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da elaboração das demonstrações contábeis em 16 de fevereiro de 2012. 2.1. Reclassificação para fins de comparabilidade: De acordo com o CPC 26 R1, quando a Companhia aplica uma política contábil retrospectivamente ou faz uma divulgação retrospectiva de itens de suas demonstrações contábeis, ou ainda, quando reclassifica itens de suas demonstrações contábeis, deve apresentar no mínimo, 3 balanços patrimoniais e 2 de cada uma das demais demonstrações contábeis, bem como as respectivas notas explicativas. Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia efetuou reclassificações, e a fim de tornar as demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2011 comparáveis, foram efetuadas reclassificações nos saldos de 31 de dezembro de 2010 e 2009. As reclassificações no balanço referem-se aos saldos das seguintes rubricas: Empréstimos, financiamentos e debêntures: os saldos de Empréstimos, financiamentos e debêntures estavam líquidos

dos saldos das contas garantias ("contas reserva"), que estão relacionadas às obrigações que as controladas da Companhia possuem de manter aplicações financeiras correspondentes, em média, a três prestações de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os saldos das contas reservas eram de R\$ 57,622 em 31 de dezembro de 2010 e de R\$ 61.307 em 31 de dezembro de 2009. Estes saldos foram reclassificados para a rubrica de Títulos e valores mobiliários no ativo não circulante e circulante do consolidado. Caixa e equivalente de caixa: os saldos de Caixa e equivalente de caixa considerava o saldo do aporte de capital efetuado pelo FI-FGT5. Conforme acordo de acionista firmado entre a Companhia e o FI-FGT5, estes recursos deverão ser depositados em uma conta vinculada na Caixa Econômica Federal, e serão liberados mediante a apresentação da comprovação da aplicação de recursos pela Companhia nas construções de empreendimentos. Os saldos desses recursos eram de R\$ 247.671 em 31 de dezembro de 2010 e de R\$ 326.149 em 31 de dezembro de 2009. Estes saldos foram reclassificados para a rubrica de Títulos e valores mobiliários no ativo circulante da controladora. Tributos e contribuições sociais diferidos: os saldo dos tributos diferidos que em 31 de dezembro de 2010 e 2009 estavam apresentados no passivo circulante foram reclassificados, para a rubrica de tributos e contribuições sociais diferidos no passivo não circulante. Esta reclassificação foi no montante de R\$ 32.407 em 2010 e R\$ 26.128 em 2011. 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 (- IFRS) emitidas - (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 "Indivíduos". 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 revisados 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 financeiras. 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 a 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 financeiras 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 consórcio de administração. Entre os principais aspectos de consolidação estão as 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 período das empresas controladas.

459MW de potência instalada em 8 usinas hidrelétricas

complexo eólico com 204MW

Alupar

Infraestrutura é o nosso negócio!

5.465Km de linhas de transmissão em 19 transmissoras.

e mais 13 subestações.



* continuação

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010

(Em milhares de reais)

A Companhia agrega, mensalmente, ao custo de construção do ativo intangível em curso, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os juros capitalizados no exercício de 2011, 2010 e 2009, foram no montante de R\$ 0, R\$ 33.050 e R\$ 30.648, respectivamente. **Ativo intangível - bens de concessão:** O saldo do intangível inclui os ativos intangíveis de concessão, que são reconhecidos na medida em que as controladas têm o direito de cobrar pelos serviços prestados aos usuários dos serviços públicos. Este ativo intangível foi avaliado internamente com base no valor presente das contraprestações futuras a serem feitas ao poder concedente, e não foram identificados riscos de recuperação desses ativos. Este ativo está sendo amortizado de forma linear pelo prazo remanescente dos contratos de concessões das controladas Foz e Ijuí. **Ágio na aquisição de ações:** 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:

	31/12/11	31/12/10	31/12/09
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:

	31/12/11	31/12/10	31/12/09
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/missão/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.

b) As movimentações do intangível em 31 de dezembro de 2011 e 2010 são as seguintes:

	Consolidado					
	Em serviço - bens da concessão	Em curso - bens da concessão	Outros intangíveis custo	Ágio na aquisição de Projeto em desenvolvimento	Amortização	Total
Em Serviço/Curso						
Saldo em 31 de dezembro de 2009	-	603.443	758	26.865	32.259	(954) 662.371
Adições	-	242.105	745	-	24.850	(5.451) 262.249
Baixas	-	(15.955)	278	-	(48)	- (15.725)
Transferências	284.894	(284.894)	1.476	-	(1.476)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2010	284.894	544.699	3.257	26.865	55.585	(6.405) 908.895
Adições	-	52.853	8.477	-	24.336	(25.334) 60.332
Baixas	-	(34.503)	(711)	-	(4.541)	- (39.755)
Transferências	534.838	(534.838)	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	819.732	28.211	11.023	26.865	75.380	(31.739) 929.472

13. Tributos e Contribuições Sociais Corrente e Diferido

a) Tributos e contribuições sociais a recolher

	Consolidado		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
Circulante			
Imposto de renda	30.511	22.486	31.144
Contribuição social	34.362	29.038	30.554
ICMS	4.330	5.453	5.664
PIS	1.400	747	1.024
COFINS	5.418	3.742	4.196
INSS	2.422	2.326	698
Outros	5.750	3.178	2.306
	84.193	66.970	75.586

b) Tributos e contribuições sociais diferido

	Consolidado		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
Não circulante			
Imposto de renda diferido	102.640	147.981	117.957
Contribuição social diferido	104.013	39.172	42.464
	206.653	187.153	160.421

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 nas controladas da Companhia.

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\$ 69.339, em 31 de dezembro de 2011, 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			
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/09
Encargos de dívidas - circulante						
Moeda estrangeira	-	-	-	166	384	1.198
Moeda nacional	841	85	4	11.175	12.373	6.454
Debêntures	1.371	3.489	206	4.577	3.489	206
	2.212	3.574	210	15.918	16.246	7.858
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 (inclui arrendamento mercantil)	84.963	1.349	3.228	342.508	202.321	234.133
	84.963	1.349	3.228	345.128	215.368	256.412
Empréstimos e financiamentos - não circulante						
Moeda estrangeira	-	-	-	12.683	56.562	72.329
Moeda nacional (inclui arrendamento mercantil)	55.615	22.492	216	1.294.202	1.640.641	1.548.956
	55.615	22.492	216	1.306.885	1.697.203	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	383.257	264.270
Não circulante	294.915	342.377	323.051	2.253.323	2.128.127	1.972.720
Total geral	463.893	498.943	326.489	2.834.924	2.511.454	2.236.990

	Consolidado						
	31/12/2011						
Instituições financeiras/credores	Vencimento	Moeda	(% a.a.) Taxa efetiva	Divida			Principal não circulante
				Encargos circulante	Encargos não circulante	Principal 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						
	31/12/2010						
Instituições financeiras/credores	Vencimento	Moeda	(% a.a.) Taxa efetiva	Divida			Principal não circulante
				Encargos circulante	Encargos não circulante	Principal 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						
	31/12/2009						
Instituições financeiras/credores	Vencimento	Moeda	(% a.a.) Taxa efetiva	Divida			Principal não circulante
				Encargos circulante	Encargos não circulante	Principal 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							
	31/12/2011							
Instituições financeiras/credores	Vcto	(% a.a.) Taxa efetiva	Divida			Custo de transação a amortizar		
			Encargos circulante	Encargos não circulante	Principal circulante	Principal não circulante	Não Circulante	Circulante
Arrendamento mercantil (Safra, Itaú e Banco do Brasil) - Alupar	2014	Juros de 8,73%	-	-	194	266	-	-
Arrendamento mercantil (Itaú) - Queluz	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	-	-
Banco do Brasil - STN	2020	Juros de 4,5%	39	-	420	4.572	-	-
Banco 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	31.500	-	-
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 - EATE	2025	TJLP + 2,56%	538	-	10.962	136.113	-	-
BNDES - ETES	2023	TJLP+2,37% e 2,38%	170	-	2.301	24.730	-	-
BNDES - ETES	2019	Juros de 4,5%	180	-	1.508	10.296	-	-
BNDES - Foz	2017	TJLP + 2,44%	2.578	-	36.747	12.503	-	-
BNDES - IJUÍ								

459MW de potência instalada em 8 usinas hidrelétricas

complexo eólico com 204MW

Alupar

Infraestrutura é o nosso negócio!

5.465Km de linhas de transmissão em 19 transmissoras.

e mais 13 subestações.

continuação

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010

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 Transpê: 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 hambruguês e tem vencimento em 31 de julho de 2005, 31 de janeiro de 2006, 31 de julho de 2006 e mensalmente 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:

Table with columns: Saldo inicial 31/12/10, Ingresso de dívidas, Provisão de encargos, Variação monetária, Amortização do principal, Amortização de encargos, Saldo final 31/12/11. Rows for Moeda nacional e estrangeira, Instituições financeiras/credores, Empréstimos e financiamentos (inclui arrendamento mercantil), Moeda Nacional, Moeda Estrangeira, Debêntures, Moeda Nacional.

Moeda nacional e estrangeira

Instituições financeiras/credores

Empréstimos e financiamentos (inclui arrendamento mercantil):

Table with columns: Saldo inicial 31/12/09, Ingresso de dívidas, Provisão de encargos, Variação monetária, Amortização do principal, Amortização de encargos, Saldo final 31/12/10. Rows for Moeda Nacional, Moeda Estrangeira, Debêntures, Moeda Nacional.

Table with columns: Moeda nacional, Moeda estrangeira, Moeda nacional. Rows for 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 a 2027.

16. Provisões para Litígios

a) A composição dos litígios é como segue:

Table with columns: Passivo Provisões, Ativo Depósitos judiciais. Rows for Processos judiciais: Fiscal (a), Cível (b), Fundiário (c), Trabalhista (d), Circulante, Não circulante.

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

Table with columns: Saldo inicial 31/12/09, Ingressos, Atualizações, Baixas, Pagamentos, Saldo inicial 31/12/10, Ingressos, Atualizações, Baixas, Pagamentos, Saldo final 31/12/11. Rows for Processos judiciais: Fiscal (a), Cível (b), Fundiário (c), Trabalhista (d).

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 provisionados pela Companhia nas parcelas 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 provisionados 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 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. Ação movida pelo Ministério Público Federal e pelo Ministério Público Estadual do Amapá, em face da Companhia, da Anatel 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 interpostas 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 autos com o processo opostos, tendo em vista a extinção da ação e 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 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 Naturalus 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 incluída no contrato. 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. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus 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 nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus nesta ação. O valor estimado da em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 2.404.

18. Resultado por Ação

Resultado por Ação: Os dados de lucro 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 e 2010:

Table with columns: Numerador, Denominador (em milhares de ações), Média ponderada do número de ações ordinárias, Lucro básico e diluído por ação ordinária. Rows for Lucro líquido do período, Denominador (em milhares de ações), Média ponderada do número de ações ordinárias, Lucro básico e diluído por ação ordinária.

19. Receita Operacional Líquida Consolidada

Table with columns: Receita Bruta, Deduções, Receita Operacional líquida. Rows for Receita Bruta, Deduções, Receita Operacional líquida.

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

Table with columns: 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. Rows for 01/12/09, 23/12/09, 16/03/09, 22/12/09, 11/02/08, 11/02/08, 01/02/08, 01/02/08, 04/12/07, 15/12/08, 19/03/10, 11/05/11, 13/07/10, 14/03/11, 14/03/11, 14/03/11, 13/06/11, 12/09/11, 12/09/11, 12/09/11, 12/09/11, 25/11/11, 25/11/11, 25/11/11.

Perda Possível: embora tais processos não sejam provisionados pela Companhia nas parcelas indenizatórias entre outras. Entre os processos de natureza trabalhista destacamos o processo trabalhista em face da controlada Ijuí e outro (Naturalsul). A controlada Ijuí figura como responsável subsidiária da Naturalus nesta ação. O valor estimado da em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 2.404.

459MW de potência instalada em 8 usinas hidrelétricas

complexo eólico com **204MW**

Alupar

Infraestrutura é o nosso negócio!

5.465Km de linhas de transmissão em 19 transmissoras.

e mais **13** subestações.

→ continuação

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis

Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2011 e 2010

Remuneração da alta administração: De acordo com a orientação contida na Deliberação CVM nº 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.

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 da seguinte forma:

	31/12/11		Consolidado 31/12/10		31/12/09	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
Ativo						
Aplicações financeiras	166.244	166.244	219.042	219.042	248.090	248.090
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	88.738	88.738	78.713	78.713
Ativo financeiro da concessão	3.905.997	3.905.997	3.600.062	3.600.062	3.247.080	3.247.080
Cauções e depósitos judiciais	7.164	7.164	8.601	8.601	12.940	12.940
	4.464.999	4.464.999	4.241.476	4.241.476	3.985.297	3.985.297
Passivo						
Fornecedores	57.606	57.606	51.778	51.778	23.132	23.132
Empréstimos e financiamentos - incluem encargos	1.759.143	1.759.143	2.040.984	2.040.984	1.913.949	1.913.949
Debêntures	1.075.781	1.075.781	470.470	470.470	323.041	323.041
	2.892.530	2.892.530	2.563.232	2.563.232	2.260.122	2.260.122

Mensuração do valor justo, a Companhia e suas controladas classificam e divulgam os instrumentos financeiros da seguinte forma: 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. Técnicas de Nível II são utilizadas na mensuração de todos os investimentos de curto prazo e empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia e de suas controladas. O método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses ativos e passivos e taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço.

23.3 Instrumentos Financeiros por Categoria (saldos contábeis):

	Consolidado 31/12/11		
	Disponível para venda	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativo			
Aplicações financeiras	166.244	-	166.244
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
	431.973	4.033.026	4.464.999
Passivo			
Fornecedores	-	57.606	57.606
Empréstimos e financiamentos - incluem encargos	-	1.759.143	1.759.143
Debêntures - incluem encargos	-	1.075.781	1.075.781
	-	2.892.530	2.892.530

	Consolidado 31/12/10		
	Disponível para venda	Empréstimos e recebíveis	Total
Ativo			
Aplicações financeiras	219.042	-	219.042
Títulos e valores mobiliários	325.033	-	325.033
Contas a receber de clientes	-	88.738	88.738
Ativo financeiro da concessão	-	3.600.062	3.600.062
Cauções e depósitos judiciais	-	8.601	8.601
	544.075	3.697.401	4.241.476
Passivo			
Fornecedores	-	51.778	51.778
Empréstimos e financiamentos - incluem encargos	-	2.040.984	2.040.984
Debêntures - incluem encargos	-	470.470	470.470
	-	2.563.232	2.563.232

23.4 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. O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. O Conselho de Administração estabeleceu um Comitê de Finanças, Auditoria e Partes Relacionadas, que é responsável pelo desenvolvimento e monitoramento das políticas de administração de risco e tem feito isto por meio da identificação das exposições e correlações entre os diferentes fatores de risco. 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.

23.5 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		31/12/11		Cenário I (-50%)		Cenário II (-25%)		Cenário Provável		Cenário III (+25%)		Cenário IV (+50%)	
	Indexador	CDI	5	8	10,50	13	16							
Operação	Indexador													
Aplicações Financeiras	CDI	8.728	13.092	17.456	21.820	26.183								

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.

	Taxa de Juros a.a.		Projeção Despesas Financeiras - Um Ano			
	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%
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
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%
IGP-M + 9,85%	6.344	816	911	1.007	1.102	1.198
TJLP			3,00%	4,50%	6,00%	7,50%
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 FIXOS						
	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.

23.6 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 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 hidroclimáticos das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. É importante ressaltar que o risco é sistêmico, ou seja, haverá efeito risco às empresas que possuem usinas hidroelétricas quando o sistema como um todo estiver em condição hidroclimática desfavorável e não apenas a região onde estas usinas estão localizadas, o que se configura num estado de raciocínio nacional declarado pelo poder público. **23.6.2 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.

O Conselho de Administração

Declaração da Diretoria

Para fins do artigo 25, 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 V, do parágrafo 1º do Artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos:

a) Discutimos e concordamos com as opiniões expressas no Parecer dos Auditores Independentes para o exercício social encerrado em 31/12/2011.

b) Discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras para o exercício social encerrado em 31/12/2011.

Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da **Alupar Investimento S.A.**
São Paulo - SP
Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da **Alupar Investimento S.A.** ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resultado das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis 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 contábeis 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 contábeis 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 contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, 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 contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria

A Diretoria

Contador

Luiz Carlos Passetti
Contador - CRC-15P14434/O-3
Aderbal Afonso Hoppe
Contador - CRC-15C02063/O-8-S-SP

José Wilson de Souza Junior - CRC 15P218916/O-9

Ernst & Young Terco
Qualify in Everything We Do
Ernst & Young Terco
auditores independentes S.S.
CRC-25P015199/O-5

Outros assuntos
Demonstrações do valor adicionado
Examinamos também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, 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 escritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Reapresentação das demonstrações contábeis

Em 29 de março de 2011 emitimos originalmente nosso relatório de auditoria sem modificações sobre as demonstrações contábeis da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010. Conforme descrito na Nota 2, subsequentemente, a Companhia identificou a necessidade de reclassificar determinados itens, sendo eles: (i) títulos e valores mobiliários representados pelos recursos a serem aplicados em construção de empreendimentos, sujeitos à liberação de recursos; (ii) contas garantias de obrigação de manter as aplicações financeiras para os empréstimos BNDES; (iii) IR e CS diferidos do circulante para o não circulante, de modo que as demonstrações contábeis da Companhia relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009 estão sendo reapresentadas para refletir o efeito das referidas reclassificações, com as quais concordamos. A referida alteração não requer modificação em nosso relatório de auditoria para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 emitido anteriormente.

São Paulo, 16 de fevereiro de 2012

Ernst & Young Terco
Qualify in Everything We Do
Ernst & Young Terco
auditores independentes S.S.
CRC-25P015199/O-5

Luiz Carlos Passetti
Contador - CRC-15P14434/O-3
Aderbal Afonso Hoppe
Contador - CRC-15C02063/O-8-S-SP

Ernst & Young Terco
Qualify in Everything We Do
Ernst & Young Terco
auditores independentes S.S.
CRC-25P015199/O-5

Luiz Carlos Passetti
Contador - CRC-15P14434/O-3
Aderbal Afonso Hoppe
Contador - CRC-15C02063/O-8-S-SP

Ernst & Young Terco
Qualify in Everything We Do
Ernst & Young Terco
auditores independentes S.S.
CRC-25P015199/O-5

Luiz Carlos Passetti
Contador - CRC-15P14434/O-3
Aderbal Afonso Hoppe
Contador - CRC-15C02063/O-8-S-SP

Ernst & Young Terco
Qualify in Everything We Do
Ernst & Young Terco
auditores independentes S.S.
CRC-25P015199/O-5

Luiz Carlos Passetti
Contador - CRC-15P14434/O-3
Aderbal Afonso Hoppe
Contador - CRC-15C02063/O-8-S-SP