RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2011

Senhores Acionistas,
A Administração da REDE ENERGIA S.A., em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias, as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, compostas pelo Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, dos Valores Adicionados, e do Balanço Social, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e Parecer do Conselho Fiscal.

A Companhia

A REDE ENERGIA S.A. ("REDE ENERGIA") é uma empresa holding onde são consolidadas as informações financeiras das companhias do Grupo. A empresa encerrou o exercício de 2011 controlando direta e indiretamente doze empresas operacionais: nove distribuidoras de energia elétrica, uma geradora, uma comercializadora e uma prestadora de serviços.

Distribuição

As nove distribuidoras controladas pela REDE ENERGIA, juntas, atendem a uma área de concessão de 2.787.107 km², que representa cerca de 34% do território nacional e abrange 578 municípios, proporcionando atendimento a 4,9 milhões de unidades consumidoras, cadastradas até 31 de dezembro de 2011.

Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. ("CEMAT") é a única distribuidora de energia elétrica do Estado do Mato Grosso, o terceiro maior estado do Brasil em área, cobrindo aproximadamente 10,6% do território nacional, o que equivale a 903.358 km². Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 61,84% do capital votante e 39,92% do capital total da concessionária.

Centrais Elétricas do Pará S.A. ("CELPA") é a única distribuidora de energia elétrica do Estado do Pará, o segundo maior estado do Brasil em área, cobrindo aproximadamente 14,7% do território nacional, o que equivale a 1.247.690 km². Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha diretamente 10,20% do capital votante e 10,11% do capital total e, indiretamente, 54,98% do capital votante e 51,26% do capital total, por meio da QMRA Participações S.A.. Dessa forma, a REDE ENERGIA detinha direta e indiretamente 65,18% do capital votante e 61,37% do capital total da concessionária.

Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins ("CELTINS") é a única distribuidora de energia elétrica do Estado do Tocantins, cobrindo uma área de aproximadamente 3,3% do território nacional, o que equivale a 277.621 km². Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 70,00% do capital votante e 50,86% do capital total da concessionária.

Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. ("ENERSUL") é a mais nova distribuidora de energia elétrica da REDE ENERGIA. A área de concessão da ENERSUL abrange 73 no Estado de Mato Grosso do Sul, distribuídos em uma área de 328.316 km². Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha diretamente 60,16% do capital votante e total e, indiretamente, 39,77% do capital votante e total, por intermédio da companhia holding Rede Power do Brasil S.A.. Dessa forma, somando-se a participação direta e indireta, a REDE ENERGIA detinha 99,93% do capital votante e total da concessionária.

Rede Sul / Sudeste ("REDE SUL/SE") é a denominação da unidade de negócio composta pelo grupo das cinco concessionárias, controladas pela REDE ENERGIA, que atuam nas Regiões Sul e Sudeste do país, cobrindo uma área de 30.122 km².

- *Caiuá Distribuição de Energia S.A.* ("CAIUÁ") atende a 24 municípios no interior do Estado de São Paulo. Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 100,00% do capital votante e total da concessionária.
- *Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.* ("EDEVP") atende a 27 municípios no Oeste do Estado de São Paulo. Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 100,00% do capital votante e total da concessionária.
- *Empresa Elétrica Bragantina S.A.* ("EEB") atende 15 municípios no interior dos Estados de São Paulo e Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 96,42% do capital votante e 91,45% do capital total da concessionária.
- *Companhia Nacional de Energia Elétrica* ("CNEE") atende a 15 municípios no interior do Estado de São Paulo. Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 99,99% do capital votante e 98,69% do capital total da concessionária.
- *Companhia Força e Luz do Oeste* ("CFLO") atende o município de Guarapuava no interior do Estado do Paraná. Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 97,65% do capital votante e 97,70% do capital total da concessionária.

Geração

Tangará Energia S.A. ("TANGARÁ") é uma sociedade que tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Guaporé ("UHE GUAPORÉ"), nos termos do Contrato de Concessão nº 15/2000 - ANEEL. A usina está localizada nos municípios de Vale de São Domingos e Pontes e Lacerda, no Estado do Mato Grosso e é composta por três turbinas, cada uma com potência de 41,4 MW, representando uma capacidade total instalada de 124,2 MW. Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha diretamente 100% do capital votante e 100% do capital total da TANGARÁ.

Comercialização

Rede Comercializadora de Energia S.A. ("REDECOM") tem como objeto a comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza, no âmbito do Ambiente de Contratação Livre - ACL. Sua atividade abrange a intermediação e negociação de contratos de energia com geradores, comercializadores e com consumidores livres e especiais, operação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), representação de agentes do setor em leilões de energia e prestação de serviços de assessoria consultoria técnica estratégica personalizada a consumidores neste ambiente livre.

No final de 2011, a REDECOM detinha 119 clientes em seu portfólio de venda de energia, base essa composta por clientes livres, de energia convencional, incentivada e também contratos de intermediação.

Em função da sua ampla atuação no mercado, a *REDECOM é uma das mais importantes referências no Brasil em comercialização de energia no ACL, relacionando-se diretamente com os principais agentes do mercado - geradores, comercializadores e consumidores, localizados nos submercados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte do Brasil. Também atua como agente de exportação de energia para a Bolívia.*

Serviços

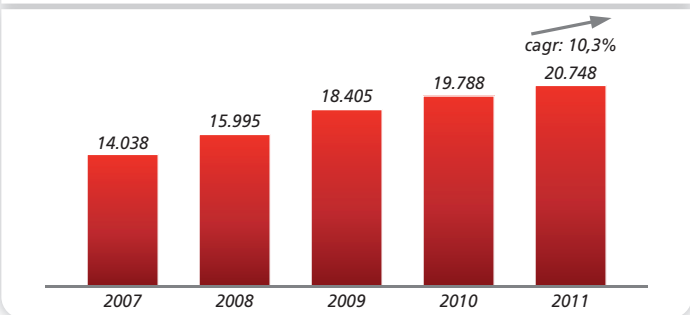
Rede Eletricidade e Serviços S.A. ("REDESERV") fornece serviços relacionados a projetos de engenharia, construções de subestações e outros ativos relacionados ao setor de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2011, a REDE ENERGIA detinha 99,50% do capital votante e total da REDESERV.

Desempenho Operacional

Mercado Consumidor

O mercado consumidor (vendas ao consumidor final) da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 4,9%, passando de 19.788 GWh em 2010 para 20.748 GWh em 2011, o que representa um aumento de 960 GWh. Esse resultado foi impulsionado, principalmente, pelo bom desempenho das subsidiárias ENERSUL e CELPA, que registraram incremento nas vendas de 220 GWh e 170 GWh, respectivamente. Percentualmente, as classes de consumo que mais contribuiram para esse crescimento foram: rural, com 7,9% e comercial, com 6,2%. Em números absolutos, as classes que registraram as vendas mais expressivas foram: residencial, com 262 GWh e comercial, com 256 GWh. De 2007 a 2011, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,3%.

Vendas *(em GWh)*



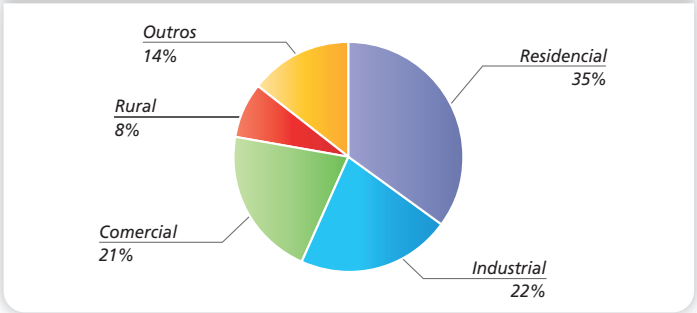
A classe residencial responsável por 34,7% do total da energia fornecida e 80,8% do número total de consumidores apresentou crescimento de 3,8%, passando de 6.940 GWh em 2010 para 7.202 GWh em 2011. Esse resultado foi influenciado pelo crescimento vegetativo e pela expansão do número de ligações.

A classe industrial responsável por 21,8% do total da energia fornecida e 0,9% do número total de consumidores apresentou crescimento de 5,3%, passando de 4.299 GWh em 2010 para 4.528 GWh em 2011. Esse resultado foi influenciado principalmente pela comercialização de energia pela subsidiaria REDECOM, que registrou aumento de 354 GWh em suas vendas.

A classe comercial responsável por 21,2% do total da energia fornecida e 7,7% do número total de consumidores apresentou um crescimento de 6,2%, passando de 4.150 GWh em 2010 para 4.406 em 2011, principalmente devido ao bom desempenho da classe comercial das subsidiárias ENERSUL e CEMAT, com 10,4% e 6,8% de crescimento, respectivamente. Na ENERSUL, as mais expressivas contribuições vieram dos setores de Comércio Varejista, com participação de 33,6%, e que cresceu 14,1% e de Serviços Auxiliares Diversos, com participação de 10,5% e crescimento de 37,3%. Na CEMAT, as atividades que mais exerceram influência sobre o desempenho da classe foram: atividades de comércio atacadista, que registraram um crescimento de 15,5% e serviços, com crescimento de 13,8%.

A classe rural responsável por 8,3% do total da energia fornecida e 9,4% do número total de consumidores apresentou um expressivo crescimento de 7,9%, passando de 1.592 GWh em 2010 para 1.717 GWh em 2011, influenciado principalmente pela implantação dos projetos ligados ao Programa Luz Para Todos. Vale acrescentar que, desde a implantação desse Programa, no final de 2004, a classe rural nas áreas de concessão da CELPA, CEMAT, ENERSUL e CELTINS, Estados do Pará, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Tocantins, respectivamente, estão registrando taxas de crescimento acima da média dos anos anteriores a implantação do Programa.

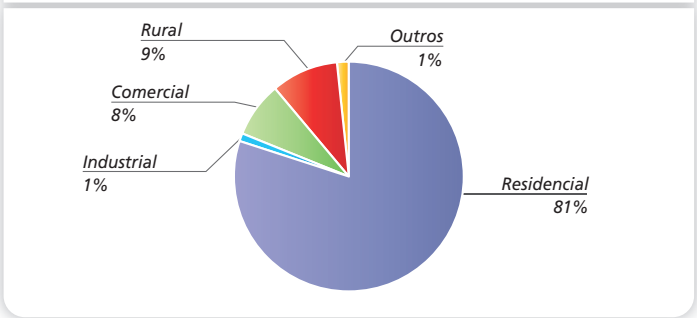
Participação por Classe de Consumo *(Vendas em GWh)*



Consumidores

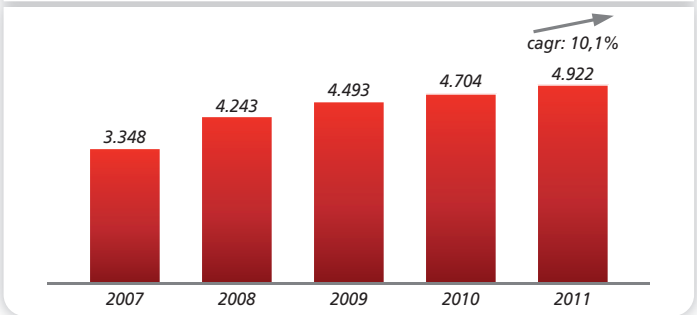
O número de consumidores atendidos pelas subsidiárias da empresa aumentou 4,6% passando de 4.704.354 em 2010 para 4.921.538 em 2011. Percentualmente, as classes que registraram as maiores taxas de crescimento foram, a industrial com 9,7%, e residencial com 4,7%. Em números absolutos, as classes que mais contribuiram para esse incremento foram, a residencial com 177.369 novos clientes e a rural com 19.821.

Participação por Classe de Consumo *(Número de Consumidores)*



De 2007 a 2011, o número de consumidores das subsidiárias da empresa cresceu a uma média anual de 10,1%.

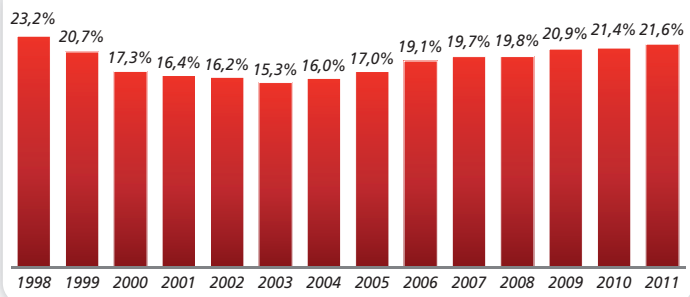
Consumidores *(em milhares)*



Índice de Perdas

O índice consolidado das perdas globais, medido a partir dos mercados faturados das subsidiárias da empresa, elevou-se em 0,2 ponto percentual entre dezembro de 2010 e dezembro de 2011 (o índice reflete as medições dos últimos doze meses acumulados).

Histórico de Perdas



A variação do índice de perdas foi influenciada principalmente pelos aumentos das perdas nas subsidiárias CEMAT e CELPA. No entanto, ações vem sendo tomadas pela companhias para conter o avanço dessas perdas:

CEMAT

Nos últimos anos, em função da interligação das Pequenas Centrais Hidroelétricas ao sistema e também das diversas localidades, que antes pertenciam ao Sistema Isolado, as perdas técnicas de transmissão aumentaram em 0,8%. Os índices decorrentes da interligação foram 2,8% em 2011 e 3,1% em 2011, o que influenciou consideravelmente para o aumento das perdas globais (técnicas e não-técnicas).

Com ações voltadas ao combate e redução das perdas não técnicas, a companhia tem conseguido manter o índice na faixa de 8%. Em 2011, a CEMAT intensificou parceria com diversas empresas, por meio de contratos de *performance*, com o intuito de aumentar o número de inspeções. Com isso, a remuneração da parceira fica condicionada à redução do índice de perdas de cada alimentador contratado.

Ainda 2011, a CEMAT deu continuidade as obras de reforma da rede de distribuição e blindagem do sistema de medição. As obras, referentes ao primeiro lote desses alimentadores, foram finalizadas em abril de 2011 e, para os próximos anos, a estratégia da companhia é manter a continuidade às obras de reforma da rede de distribuição urbana e blindagem do sistema de medição em alimentadores críticos.

Outra estratégia de combate ao furto de energia é a continuidade da substituição de medidores eletromecânicos por eletrônicos e eliminação de unidades consumidoras ligadas sem medição. Paralelamente, com o intuito de atualizar o cadastro de Iluminação pública, demos início ao levantamento da quantidade de lâmpadas e suas respectivas potências.

CELPA

O Programa de Redução de Perdas de Energia da CELPA somou R$ 137,4 milhões em 2011.

- Projeto CMB - Caixa de Medição Blindada;
- Fiscalização projeto high performance;
- Instalação de Systrafo;
- Regularização de áreas de Invasão;

Com o crescimento constante do furto de energia, seja por irregularidade na medição ou por desvio, a empresa passa a contar com uma nova ferramenta de combate: a Caixa de Medição Blindada (CMB), que consiste em um quadro de medição com capacidade para atender entre 60 e 100 unidades consumidoras simultaneamente, composto de concreto e folhas metálicas, sensores de quebra de vidro, vibração e abertura de porta. O projeto piloto contou com a instalação de 12 caixas no município de Marituba, área metropolitana de Belém. Posteriormente, o projeto foi expandido para o alimentador AM-03, onde existem 64 caixas instaladas (algumas ainda parcialmente instaladas), dentre as quais podemos destacar uma perda mensal de menos de 1% por CMB.

Nesse contexto, destaca-se também o Projeto de Performance de Fiscalização e Arrecadação, que compreende a contratação de serviços com base em resultados, com a finalidade de realizar cortes, religações e fiscalizações. Com um total de 220 equipes atuando em 99 alimentadores, o projeto teve início na região metropolitana de Belém e, posteriormente, expandido para interior do Estado. Esses alimentadores compõem um bloco com cerca de 560 mil consumidores faturados e com uma perda de 829 GWh/ano, o que representa 26,9% da perda anual da CELPA. Até novembro de 2011 a energia total agregada pelo projeto foi de 33,5 GWh, o que representa 1,1% da perda anual da CELPA.

Para consumidores de média tensão, a companhia continua investindo em conjuntos de medição blindados - Systrafos. Entre 2008 e 2011, a energia agregada em todo o projeto foi de 154 GWh, totalizando-se 1.077 unidades consumidoras, com equipamentos instalados e distribuídos entre a área metropolitana de Belém e interior do Estado.

Outra ação da companhia é a regularização de clientes situados em áreas de invasão. O investimento abrange toda a extensão de rede, instalação de postes e respectivos circuitos de baixa e média tensão (BT/MT), além de novos transformadores de distribuição. Com isso, a companhia beneficiou 25 mil domicílios, distribuídos entre a região metropolitana de Belém e interior do Estado, com recursos captados com o BNDES.

Desempenho Econômico-Financeiro

Valores em R$ mil	2007	2008	2009	2010	2011	Var.% 2010-2011	CAGR % 2007-2011
Vendas em GWh	14.038	15.995	18.405	19.788	20.748	4,9%	10,3%
Número de consumidores	3.348.414	4.242.604	4.493.030	4.704.354	4.921.538	4,6%	10,1%
Receita operacional bruta	5.179.668	6.075.141	8.288.219	9.730.567	11.097.986	14,1%	21,0%
Receita operacional líquida	3.300.191	3.995.756	5.740.957	6.860.728	7.782.422	13,4%	23,9%
EBITDA (1)	1.026.162	993.963	1.229.527	1.231.309	1.467.789	19,2%	9,4%
Margem Ebitda (%) (2)	31,1%	24,9%	21,4%	17,9%	18,9%	5,1%	-11,7%
Lucro (prejuízo) líquido	28.670	179.169	8.282	(368.845)	(688.035)	86,5%	
Dívida financeira líquida (3)	2.650.497	3.908.549	4.444.420	5.109.121	5.747.196	12,5%	21,3%
Dívida financeira líquida / EBITDA	2,6	3,9	3,6	4,1	3,9	-5,6%	11,0%
Patrimônio líquido	766.790	1.108.177	2.434.026	2.649.565	1.888.645	-28,7%	25,3%
Índice de endividamento (4)	77,6%	77,9%	64,6%	65,9%	75,3%	14,3%	-0,7%

(1) EBITDA: resultado antes dos juros, impostos, depreciação, amortização e outros resultados não operacionais.
(2) Margem EBITDA: EBITDA dividido / receita operacional líquida.
(3) Dívida financeira líquida: empréstimos, financiamentos, debêntures, leasing (-) caixa, equivalentes e sub-rogação CCC.
(4) Índice de endividamento: dívida financeira líquida / (dívida financeira líquida + patrimônio líquido).

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da REDE ENERGIA CONSOLIDADO, composta pela receita de fornecimento ao consumidor final, disponibilização do sistema de distribuição, fornecimento de energia para revenda (suprimento) e receita de construção aumentou 14,1%, passando de R$ 9.730,6 milhões em 2010 para R$ 11.098,0 milhões em 2011, principalmente devido a: (i) crescimento do mercado em 4,9%; (ii) aumento do preço médio de venda ao consumidor final em 7,9%; e (iii) aumento da receita de construção em 24,2%, que passou de R$ 1.276,0 milhões em 2010 e 1.585,0 em 2011. Vale acrescentar que essa receita de construção é um dos efeitos da adoção do IFRS (*International Financial Report Standard),* Normas Internacionais de Contabilidade, e não constitui ganho real, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2010 quanto para 2011) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no resultado operacional da companhia. Retirando-se portanto os efeitos da receita de construção, o aumento da receita bruta seria de 12,5%, passando de R$ 8.454,6 milhões em 2010 para R$ 9.513,0 milhões em 2011.

Custo do Serviço de Energia Elétrica

O custo do serviço de energia elétrica CONSOLIDADO, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargo do uso do sistema de transmissão e distribuição foi de R$ 3.487,1 milhões em 2011 e R$ 3.184,0 milhões em 2010, representando um crescimento de 9,5%, devido ao aumento da demanda, uma vez que o preço médio de compra registrou uma redução de 1,5% (variação das despesas com compra de energia em R$ dividido pelos MWh comprados - vide nota explicativa nº 36).

Custo de Operação

O custo de operação CONSOLIDADO passou de R$ 2.247,9 milhões em 2010 para R$ 2.607,6 milhões em 2011, representando um aumento de 16,0% (R$ 359,7 milhões). Retirando-se os efeitos do custo de construção que, como já comentado, não constitui efeito real sobre o resultado operacional, o custo de operação aumentou 5,2% (R$ 51,0 milhões), passando de R$ 971,9 milhões em 2010 para R$ 1.022,6 milhões em 2011. Esse percentual ficou próximo da inflação de 5,1%, medida pelo IGPM.

Os itens que mais influenciaram essa variação foram: (i) aumento de R$ 67,5 milhões no item pessoal, devido ao reajuste salarial anual (dissídio) e aumento no número de funcionários próprios; e (ii) aumento de R$ 30,3 milhões no item serviços de terceiros. Esses aumentos, no entanto, foram compensados positivamente pela: (i) redução R$ 2,4 milhões nas despesas com material; e (ii) redução de R$ 23,6 milhões nas despesas com matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais CONSOLIDADAS, compostas de despesas com vendas, gerais e administrativas passaram de R$ 642,7 milhões em 2010 para R$ 764,1 milhões em 2011, representando um aumento de 18,9% (R$ 121,4 milhões), principalmente devido a (i) constituição de PDD na rubrica despesas com vendas, em especial na controlada CELPA. As provisões líquidas de reversão, nessa rubrica, foram de R$ 2,2 milhões em 2011 e (ii) variação das outras despesas operacionais, em especial, nos itens (a) perdas na desativação de bens e direitos que adicionou R$ 44,9 milhões às despesas de 2011 e (b) perda no valor recuperável, que adicionou R$ 19,5 milhões às despesas de 2011. As perdas na desativação de bens e direitos referem-se especialmente à desativação de usinas termelétricas e a perda no valor recuperável refere-se ao resultado do *impairment test* sobre ativos.

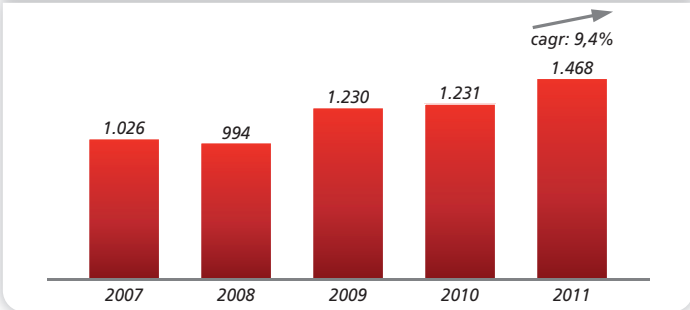
EBITDA

Em consequência dos resultados acima comentados, o EBITDA da REDE CONSOLIDADO aumentou 19,2%, passando de R$ 1.231,3 milhões em 2010 para R$ 1.467,8 milhões em 2011, cuja composição está demonstrada na tabela abaixo:

REDE CONSOLIDADO	2011	2010	Var.%
(+) Receita operacional líquida	7.782.422	6.860.728	13,4%
(-) Custo do serviço de energia elétrica	(3.487.070)	(3.184.005)	9,5%
(-) Custo de operação	(2.607.583)	(2.247.901)	16,0%
(-) Despesas operacionais	(764.133)	(642.717)	18,9%
(-) Ganho na desativação / alienação de bens e direitos	(6.038)	(16.957)	-64,4%
(+) Perdas na desativação / alienação de bens e direitos	74.756	36.752	103,4%
(+/-) Outros resultados não operacionais*	1.653	(6.633)	-124,9%
(+) Depreciação e amortização **	473.782	432.042	9,7%
EBITDA (R$ mil)	**1.467.789**	**1.231.309**	**19,2%**

De 2007 a 2011, o EBITDA CONSOLIDADO cresceu em média 9,4% ao ano.

EBITDA *(R$ milhões)*



Resultado Financeiro

O resultado financeiro CONSOLIDADO passou de uma despesa financeira de R$ 1.095,3 milhões em 2010 para uma despesa financeira de R$ 1.154,3 milhões em 2011, representando um aumento de 5,4% (R$ 59,0 milhões).

Os itens que registraram as variações mais significativas estão discriminados na tabela abaixo:

R$ mil	2011	2010	Variação R$ mil	Variação %
Renda de aplicação financeira	63.158	43.219	19.939	46,1%
Partes relacionadas	35.409	19.845	15.564	78,4%
Juros ativos	52.452	76.790	(24.338)	-31,7%
Acréscimos moratórios	135.680	115.162	20.518	17,8%
Encargos de dívidas	(781.265)	(581.336)	(199.929)	34,4%
Juros e multas	(348.855)	(252.247)	(96.608)	38,3%
Ajuste marcação a mercado	140.046	(178.450)	318.496	-178,5%
Ajuste a valor presente	(16.453)	(12.512)	(3.941)	31,5%
Variação monetária e cambial	(258.760)	(35.489)	(223.271)	629,1%
Operações de swap	(40.020)	(117.726)	77.706	-66,0%
Encargos financeiros - parcelamento Lei 11.941/2009	(56.445)	(39.288)	(17.157)	43,7%
IOF	(34.200)	(35.104)	904	-2,6%
Outras receitas / despesas financeiras	(45.049)	(98.176)	53.127	-54,1%
Resultado Financeiro	**(1.154.302)**	**(1.095.312)**	**(58.990)**	**5,4%**

Comentários sobre as principais variações:

- Encargos de dívidas: incremento de 34,4% (R$ 199,9 milhões) nas despesas, principalmente em decorrência do aumento do endividamento financeiro;
- Juros e multas: incremento de 38,3% (R$ 96,6 milhões) nas despesas, devido a multas regulatórias, em especial na controlada CELPA;
- Variação monetária e cambial líquida: incremento de R$ 223,3 milhões, principalmente devido ao aumento da dívida em moeda estrangeira e valorização de 12,6% no dólar em relação ao real, entre dez/2010 e dez/2011.
- Ajuste na marcação a mercado: que passou de uma despesa de R$ 178,5 milhões em 2010 para uma receita de R$ 140,0 milhões em 2011, principalmente em razão da desvalorização do valor de face dos bônus perpétuos (o que gera receita financeira). Em dez/2010 a cotação dos bônus equivalia a 98,0% do valor de face e, em dez/2011, equivalia a 83,0%;
- Operações de swap: aumento na receita finaneira de R$ 77,7 milhões. Houveram ganhos com as operações de swap em virtude da valorização do dólar frente ao real.

Resultado Líquido

Visto o exposto, e ainda, influenciado pelo impacto de R$ 376,4 milhões decorrente da realização de crédito tributário não recuperável (com base em estudo técnico das projeções de resultados tributáveis), o prejuízo líquido CONSOLIDADO do exercício de 2011 foi de R$ 688,0 milhões e do exercício de 2010 foi de R$ 368,8 milhões.

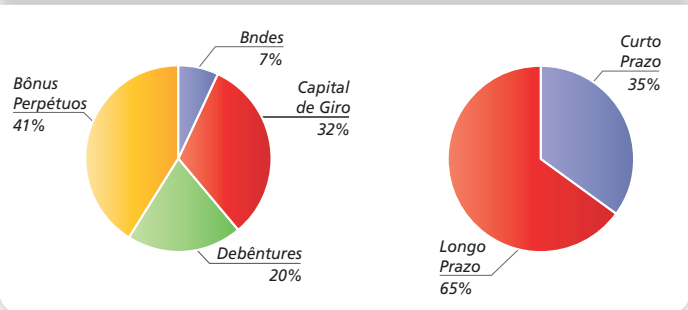
Continua

Endividamento Financeiro

COMPANHIA

O saldo da conta empréstimos, financiamentos, debêntures, leasing e encargos da dívida passou de R$ 1.791,9 milhões em 2010 para R$ 1.880,7 milhões em 2011, representando um aumento de 5,0% (R$ 88,8 milhões), dos quais 58,9% são dívidas em moeda nacional e 41,1% em moeda estrangeira. Essa variação foi principalmente devida a aumento de 29,9% (R$ 140,8 milhões) no saldo do capital de giro, parcial e positivamente compensado pela redução de R$ 37,7 milhões no saldo líquido dos bônus perpétuos (saldo dos bônus menos marcação a mercado). O saldo desses empréstimos, financiamentos, debêntures, leasing e encargos, líquido de caixa e equivalentes passou de R$ 1.769,0 milhões em 2010 para R$ 1.802,7 milhões em 2011, representando um aumento de 1,9% (R$ 33,8 milhões).

Perfil do Endividamento *(COMPANHIA)*



CONSOLIDADO

O saldo consolidado da conta empréstimos, financiamentos, debêntures, leasing e encargos de dívida passou de R$ 6.195,6 milhões em 2010 para R$ 6.726,1 milhões em 2011, representando um aumento de 8,6% (R$ 530,5 milhões), dos quais 75,4% são dívidas em moeda nacional e 24,6% em moeda estrangeira.

As principais variações que influenciaram a mutação dos saldos desse grupo de passivos estão destacadas a seguir:

• Debêntures: 3ª e 4ª emissões de debêntures simples, não conversíveis, nos valores de R$ 98 e R$ 100 milhões, emitidas pela controlada CEMAT, a partir de março e outubro de 2011, respectivamente. Considerando-se, portanto, essas emissões e descontando-se as amortizações do período, o saldo devedor do item debêntures aumentou R$ 135,9 milhões entre 2010 e 2011.

• Bonds: emissão de bonds pela controlada CELPA, no valor de US$ 250 milhões, em junho de 2011. Com essa emissão, houve um incremento no saldo devedor, desse item, no grupo de moeda estrangeira, no valor de R$ 472,6 milhões.

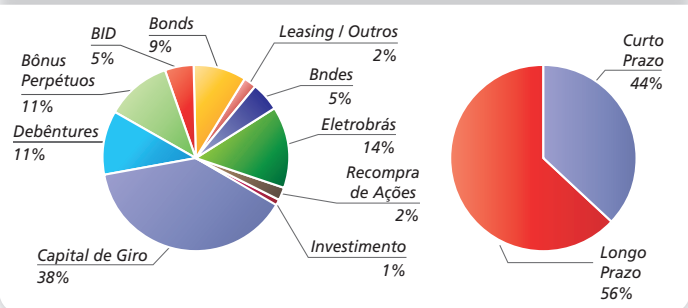
• Eletrobrás: em relação a 2010, houve um aumento de R$ 73,8 milhões principalmente referente ao Programa Luz Para Todos. Esses contratos contam com prazo para liquidação de 12 anos, sendo 2 anos de carência e 10 para amortização do principal.

• Bônus Perpétuos: o saldo líquido dos bônus perpétuos reduziu R$ 37,7 devido aos efeitos da marcação a mercado, que compensou o aumento do saldo do valor de face desses bônus, devido a variação do dólar.

• BID: redução de R$ 81,9 milhões no saldo devedor, entre 2010 e 2011, devido a amortização do principal.

Descontando-se as disponibilidades em caixa e sub-rogação CCC, o saldo líquido da conta empréstimos, financiamentos, debêntures, leasing e encargos de dívidas passou R$ 5.109,1 milhões em 2010 para R$ 5.747,2 milhões em 2011, representando um aumento de 12,5% (R$ 638,1 mihões).

Perfil do Endividamento *(Consolidado)*



Indicadores

A produtividade da REDE ENERGIA CONSOLIDADO pode ser avaliada pelos indicadores abaixo:

REDE S.A. CONSOLIDADO	2011	2010	Var%
Consumidor por empregado	638	660	-3,4%
Consumo (MWh) por empregado	2.689	2.776	-3,2%
Consumo (MWh) por consumidor	4,2	4,2	0,2%
Receita bruta (R$ mil) por empregado	1.438	1.365	5,3%
Receita bruta (R$ mil) por consumidor	2,3	2,1	9,0%
Investimentos			
R$ mil	**2011**	**2010**	**Var%**
Programa Luz Para Todos / Universalização	429.897	651.936	-34,1%
Sub-rogação CCC	15.992	31.385	-49,0%
Interligação da Ilha de Marajó	37.320	78.105	-52,2%
Redução de Perdas	147.308	89.773	64,1%
Manutenção e Melhorias do Sistema	629.560	629.002	0,1%
Total	**1.260.077**	**1.480.201**	**-14,9%**

PROGRAMA LUZ PARA TODOS ("LPT") e PROGRAMA NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO: em 2011, a companhia investiu R$ 429,9 milhões no LPT e UNIVERSALIZAÇÃO, cuja principal característica é possibilitar o acesso e uso da energia elétrica, a todos os cidadãos domiciliados nas áreas urbanas e rurais do Estado. Os recursos para atendimento do LPT são provenientes da Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), Estados e Fonte Própria.

SUB-ROGAÇÃO CCC: em conformidade com a Resolução ANEEL nº 784 de 24 de dezembro de 2002, e Resolução Autorizativa ANEEL nº 81 de 9 de março de 2004, a companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis CCC, para subsidiar a implantação de projetos que visam a interligação do sistema e desativação da geração térmica. Com esses recursos foram investidos R$ 16,0 milhões em 2011.

INTERLIGAÇÃO DA ILHA DE MARAJÓ: esse projeto prevê a interligação do Sistema Isolado da Ilha de Marajó ao Sistema Inteligado Nacional, através da extensão da rede elétrica de Tucuruí até o Marajó. Em 2011, a CELPA investiu R$ 37,3 milhões, com recursos provenientes da sub-rogação CCC.

PROGRAMA DE REDUÇÃO DE PERDAS: são verbas destinadas exclusivamente para o programa de combate às perdas técnicas e não técnicas. Em 2011 foram investidos R$ 147,3 milhões.

MANUTENÇÃO e MELHORIAS NO SISTEMA: são investimentos vegetativos, feitos com caixa próprios, destinados a manutenção, ampliação e melhorias no sistema elétrico. Esses investimentos totalizaram R$ 629,5 milhões em 2011.

Assim, do total de R$ 1.260,1 milhões de adições no ativo financeiro e intangível, R$ 483,2 milhões foram subsidiados pelo governo e consumidores e R$ 776,8 milhões foram investidos por meio de caixa próprio e financiamento (BNDES, Fundo FI e outros).

Ambiente Regulatório

O quadro abaixo destaca os índices de reajustes tarifários homologados pela ANEEL em 2011, às distribuidoras controladas pela REDE ENERGIA. Vale ressaltar que todas as suas subsidiárias passaram pelo processo de Reajuste Tarifário Anual.

Companhia	Áreas de Concessão	Vencimentos dos Contratos de Concessão	Revisão Tarifária		Reajustes Anuais		
			Última	Próxima	Data	Anexo I %	Impacto Médio s/ Consumidores
CAIUÁ	São Paulo	2015	Mai-2008	Mai-2012	3/5/2011	7,97%	5,67%
EDEVP	São Paulo	2015	Mai-2008	Mai-2012	3/5/2011	5,97%	11,50%
EEB	São Paulo/Minas Gerais	2015	Mai-2008	Mai-2012	3/5/2011	8,12%	5,48%
CNEE	São Paulo	2015	Mai-2008	Mai-2012	3/5/2011	12,62%	5,47%
CFLO	Paraná	2015	Fev-2008	Fev-2012	21/6/2011	5,04%	2,80%
CELTINS	Tocantins	2020	Jul-2008	Jul-2012	28/6/2011	13,48%	12,75%
CEMAT	Mato Grosso	2027	Abr-2008	Abr-2013	5/4/2011	18,06%	12,89%
CELPA	Pará	2028	Ago-2007	Ago-2011*	*	*	*
ENERSUL	Mato Grosso do Sul	2027	Abr-2008	Abr-2013	5/4/2011	12,33%	17,49%

* De acordo com a Resolução Homologatória nº 1.188, de 2 de agosto de 2011, a ANEEL prorrogou a vigência das tarifas de fornecimento de energia elétrica e as tarifas do uso do sistema de distribuição - TUSD da CELPA.

Responsabilidade Socioambiental

Baseada na Política de Sustentabilidade, a REDE ENERGIA investiu em projetos socioambientais para o desenvolvimento regional, geração de renda, esporte e a educação. Os Projetos de maior abrangência estão relacionados a seguir:

Investimentos Incentivados da REDE ENERGIA

Projeto Rede: desenvolvido pela Associação Vaga Lume e patrocínio da REDE ENERGIA através da Lei Rouanet, o Projeto, que abrange as concessões do Pará, Mato Grosso, Tocantins e São Paulo, tem o objetivo de promover intercâmbios culturais por meio da troca de cartas, desenhos, pinturas e encontros presenciais entre jovens de culturas diferentes.

Projeto As Aventuras de Lelê e Trix: (Literatura Infantil) através da Lei Rouanet, aborda questões sobre a arborização e o convívio harmonioso entre o crescimento das cidades, o meio ambiente e a rede elétrica. Em 2011, foi lançado o quarto livro da série e, em 2012, a REDE ENERGIA fará a doação de 81 mil exemplares aos filhos dos colaboradores e às escolas públicas em sua área de concessão. A novidade deste ano é o Livro de Atividades do Professor, o qual poderá ser utilizado como ferramenta de incentivo ao hábito da leitura em alunos.

Companhia de Teatro Armatrux: apresentação circense que encenou a peça "Parangolé", promovendo de forma lúdica a reflexão sobre a importância da economia de água e energia elétrica. Essas apresentações ocorreram nas áreas de concessão das controladas EDEVP, CNEE, CAIUÁ, EEB, CELPA e CELTINS.

Projeto Moinho In Concert: desenvolvimento do espetáculo cultural que abrange arte, música e dança na área de concessão da controlada ENERSUL.

Guia Turístico, Histórico, Cultural e Ecológico: lançamento do guia do Mato Grosso do Sul e do Tocantins com o objetivo de fomentar o turismo. Esse guia é destinado a bibliotecas, escolas públicas, investidores, turistas e comunidade em geral.

Ação Cultural do Estado de São Paulo "PROAC": beneficiou cerca de 48 mil pessoas por meio de vários espetáculos, oficinas e prêmios, nas áreas de concessão das controladas da REDE ENERGIA, em entre eles: (i) Prêmio Ensaiando Um País Melhor, que fomenta a geração de renda através da capacitação para criação de projetos culturais; (ii) a Dança *in* Prudente, que benefeciou 125 alunos com aulas de balé clássico durante 10 meses, alé de 36 espetáculos didáticos; (iii) Viajando Pelo Brasil, que levou 26 apresentações da peça infantil O Gigante Monstruoso do Lixo, uma educação para a sustentabilidade por meio da linguagem lúdica do teatro, tendo beneficiado mais de 4 mil crianças; além do 10º Festival de Arte Serrinha; Circuito Cidade Cultura nos Arredores; Castelos e Cavaleiros; Festival Rosa dos Ventos 12 anos; Rabiola de Pipa; Lamínima e Músicas de Coreto pelas praças do interior;

Programa de orientação para o uso racional e consciente da energia

Projeto Luz em Conta: programa de apoio a famílias de baixa renda por meio da troca gratuita de geladeiras e lâmpadas de alto consumo, por equipamentos novos e mais eficientes nas áreas de concessão de todas as controladas da REDE ENERGIA. Em 2011, foram distribuídas 11,2 mil geladeiras e 55,4 mil lâmpadas.

Projeto Painel Solar: realização de 7 oficinas de capacitação para a construção do Painel de Aquecimento Solar, confeccionado a partir de garrafas pet e caixinhas Tetra Pack. O painel propicia o aquecimento da água por meio do aproveitamento da energia solar, e o resultado é a redução do consumo de energia elétrica para famílias de baixa renda na área de concessão da CFLO.

Projeto Transparência: utiliza palestras e cartilhas para esclarecer dúvidas e levar informações de interesse a comunidade, no que se refere ao uso seguro, racional e consciente de energia elétrica, bem como os deveres e direitos do consumidor, com relação a esse serviço público. Em 2011, foram realizadas 54 palestras e aproximadamente 7 mil pessoas receberam orientações e atendimento.

Projeto ABC da Energia: através de palestras e distribuição de cartilhas em escolas da rede pública, crianças e jovens são incentivados a adotar e fomentar atitudes positivas em relação ao uso consciente e seguro da energia elétrica. Mais de 15 mil crianças participaram de palestras em toda área de concessao.

Projeto Vale-Luz: continuidade da parceria entre o Governo de Mato Grosso e empresas privadas do Estado, o Projeto visa o incentivo a troca de lixo reciclável (plástico e alumínio) por bônus que podem ser utilizados para pagamento da conta de luz.

Programa de apoio a Projetos da Comunidade

Fundo Municipal dos Direitos da Criança e Adolescentes: destinou recursos do imposto de renda para o Conselho Municipal dos Direitos da Criança e do Adolescente, beneficiando diversas instituições da áreas de concessão da REDE ENERGIA, tais como: (i) Programa Siminina, que atende a mais de 1.500 meninas de sete a 14 anos, em situação de vulnerabilidade social, com reforço pedagógico e aulas complementares de balé, teatro, artesanato e outros; (ii) Projeto Arte no CICA, com ações voltadas ao fortalecimento do capital humano das comunidades, esse Projeto está ligado às atividades escolares extracurriculares e de arte-educação para crianças e adolescentes, com idade de 7 a 15 anos; (iii) Projeto Dançando para a Vida - AACC que utilizada a dança como função terapêutica no complemento do tratamento das crianças e adolescentes portadores do câncer; e (iv) Projeto Preservação Eco Ambiental Pestalozzi, que desenvolve conscientização ambiental através de oficinas, palestras, workshops para crianças e adolescentes, famílias e profissionais da educação e da saúde.

Arrecadação Social: participou ativamente da vida da comunidade, promovendo a arrecadação de doações financeiras da população, da área de concessão da CELPA, por meio da conta de luz para projetos da sociedade.

Projeto Criança Luz: apoiou 12 escolas comunitárias em Belém e Castanhal (Estado do Pará), beneficiando mais de 2 mil crianças de famílias de baixa renda por meio da distribuição de material escolar, merenda, uniforme e qualificação profissional. A FIDESA Fundação Instituto para Desenvolvimento da Amazônia capacitou 94 profissionais, em 2011, com o objetivo de contribuir para o aprimoramento dos serviços dessas instituições.

Jornada de Gestão Cultural e Profissionalização: em parceria com o Instituto de Artes do Pará, a jornada promoveu o empreendedorismo cultural e capacitou gestores culturais e artistas para atuar em circuitos formais e informais de cultura, educação e comunicação.

Programa Médico da Família: programa de TV diário em Campo Grande, abordando temas de relevância sobre saúde, prevenção de doenças, dicas de primeiros socorros, de utilidade pública abrangendo todas as classes sociais.

Programa Junior Achievement: apoiado pela subsidiária ENERSUL, proporcionou a 2,6 mil alunos, educação prática em economia e negócios, despertando o espírito empreendedor nos jovens e estimulando-os ao desenvolvimento pessoal.

Programa de Liderança Empresarial

Todos pela Educação: manutenção de movimento do qual somos signatários desde 2006. O compromisso Todos Pela Educação é uma aliança da sociedade civil, da iniciativa privada e de gestores públicos da educação com o propósito de mobilizar e comprometer o Brasil para que todas as crianças e jovens tenham acesso a uma educação básica de qualidade.

Projeto Agenda Criança Amazônia: uma parceria da REDE ENERGIA com o fundo das Nações Unidas para a Infância (UNICEF) de articulação e mobilização social. As subsidiarias CELTINS e CELPA arrecadam recursos financeiros através da doação de seus clientes, por meio da fatura de energia, para aplicá-los em ações que melhorem as condições de vida, proteção e a garantia dos direitos das crianças da Amazônia Brasileira.

Apoio ao Instituto Ethos e ao cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio ONU.

Projeto Próprio

Escola Nuremberg Borja de Brito Filho (Fundação Aquarela): beneficiou 340 crianças com educação básica - Educação Infantil (Pré I e Pré II) e Ensino Fundamental (1º ao 5º ano).

Benefícios aos Colaboradores

Os benefícios oferecidos pela companhia e suas subsidiárias visam a qualidade de vida, bem estar e a valorização de seus colaboradores. A companhia e suas subsidiárias oferecem assistência médica e odontológica com ampla rede credenciada; vales alimentação e refeição; transporte; auxilio creche; previdência privada; seguro de vida; reconhecimento por tempo de serviço; bolsa de estudo; e programa de participação nos resultados, importante ferramenta de gestão estratégica. A REDE ENERGIA respeita os direitos fundamentais de seus profissionais, propiciando excelente condição de trabalho, dentro de um ambiente saudável, tornando-os altamente capacitados para um mercado cada vez mais competitivo.

Eventos Subseqüentes

Em 28 de fevereiro de 2012, a controlada CELPA ajuizou pedido de Recuperação Judicial nos termos da Lei n.º 11.101/05 (Lei de Recuperação). Esse pedido encontra-se em trâmite na 13ª Vara Cível da Capital do Estado do Pará. A medida visou à proteção do valor dos ativos da CELPA, atendimento de forma organizada e racional aos interesses da coletividade de seus credores e, principalmente, à continuidade de suas atividades. O processamento da Recuperação Judicial foi deferido em 29 de fevereiro de 2012, ocasião em que foi nomeado o Sr. Mauro César Lisboa dos Santos como Administrador Judicial.

O plano de recuperação deverá ser apresentado pela CELPA em 60 dias, contados do deferimento do processamento da recuperação judicial.

O plano de recuperação a ser oportunamente apresentado pela CELPA será submetido a assembleia geral de credores da CELPA, a ser instalada dentro de até 150 dias, contados do deferimento do processamento do pedido de recuperação (art. 56, §1º, da Lei de Recuperação). Uma vez apresentado ao juízo competente, a CELPA divulgará sua proposta de plano de recuperação ao mercado e seus acionistas. Esse plano estará sujeito às modificações que poderão ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação da própria CELPA (art. 56, §3º, da Lei de Recuperação).

O deferimento do processamento da recuperação judicial suspende, por 180 dias, contados desse deferimento, o curso da prescrição e de todas as ações e execuções em face da CELPA (art. 6º da Lei de Recuperação).

O ajuizamento do pedido de recuperação representa o exercício regular de um direito da CELPA garantido por lei e não configura, nos termos do contrato de concessão vigente, causa contratualmente prevista para a extinção da concessão.

O ajuizamento da recuperação judicial pela CELPA consta de determinados contratos de financiamento como hipótese de vencimento antecipado das dívidas correspondentes.

A administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores, entende que os efeitos das referidas cláusulas de vencimento antecipado (ou cruzado - *cross default*) tende a ser mitigado de modo significativo em todos os casos em que houver efetivo adimplemento das obrigações pecuniárias por parte do respectivo devedor ou garantidor, conforme o caso.

As administrações da CELPA e da Companhia contrataram assessores financeiros especializados para conduzir os processos de negociação com os credores da CELPA e do Grupo de modo geral (Rothschild - *Global Financial Advisory Division*), bem como assessores jurídicos para representação dos interesses da Companhia e das empresas do grupo nesse mesmo processo de reestruturação.

A expectativa da administração da Companhia é a de que o processo de recuperação judicial permitirá viabilizar a superação da situação de crise econômico-financeira da CELPA, com a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores, em benefício de todas as sociedades do grupo.

Auditores Independentes

Os serviços executados pelos auditores externos, ao longo do exercício social, referem-se somente à auditoria das Demonstrações Financeiras.

Agradecimentos

Nossos agradecimentos aos Senhores Acionistas, Conselheiros, Clientes, Governos Federal, Estadual e Municipais, Fornecedores, Prestadores de Serviços, Credores e em especial aos colaboradores, por mais um ano de realizações.

Declaração da Diretoria

De acordo com o artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras ora apresentadas. Com relação ao Relatório dos Auditores Independentes, a Diretoria declara que discorda das razões pelas quais os Auditores decidiram por se abster de apresentar sua opinião de auditoria, pelas razões e fundamentos registradas na Reunião do Conselho de Administração que aprovou as Demonstrações Financeiras da Companhia.

A Administração

BALANÇOS SOCIAIS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (NÃO AUDITADOS)

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Consolidado 31/12/2011 R$	Consolidado 31/12/2010 R$
Receita Líquida (RL)	7.782.422	6.860.728
Resultado Operacional (RO)	(245.235)	(323.427)
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	533.498	384.908

	2011 R$	2011 % sobre FPB	2011 % sobre RL	2010 R$	2010 % sobre FPB	2010 % sobre RL
2. Indicadores Sociais Internos						
Alimentação	45.597	8,5	0,6	38.512	10,0	0,6
Encargos sociais compulsórios	108.186	20,3	1,4	74.193	19,3	1,1
Previdência privada	13.841	2,6	0,2	9.945	2,6	0,1
Saúde	26.354	4,9	0,3	28.671	7,4	0,4
Segurança e medicina no trabalho	4.111	0,8	0,1	3.699	1,0	0,1
Educação	257	0,0	0,0	934	0,2	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional	977	0,2	0,0	1.690	0,4	0,0
Auxílio-creche	1.142	0,2	0,0	1.287	0,3	0,0
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	20.238	3,8	0,3	15.323	4,0	0,2
Participação dos administradores no resultado	4.200	0,8	0,1	3.080	0,8	0,0
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	35	0,0	0,0	201	0,1	0,0
Vale-transporte - excedente	3.608	0,7	0,0	3.762	1,0	0,1
Outros benefícios	4.360	0,8	0,1	5.149	1,3	0,1
Total indicadores sociais internos	232.906	43,6	3,1	186.446	48,4	2,7

	2011 R$	2011 % sobre RO	2011 % sobre RL	2010 R$	2010 % sobre RO	2010 % sobre RL
3. Indicadores Sociais Externos						
Educação	2.915	(1,2)	0,0	3.702	(1,1)	0,1
Cultura	968	(0,4)	0,0	1.512	(0,5)	0,0
Saúde e saneamento	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Esporte e lazer	266	(0,1)	0,0	512	(0,2)	0,0
Combate à fome e segurança alimentar	256	(0,1)	0,0	-	0,0	0,0
Doações/contribuições	2.250	(0,9)	0,0	3.143	(1,0)	0,0
Subtotal	6.655	(2,7)	0,0	8.869	(2,8)	0,1
Programas Sociais:						
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	1.541	(0,6)	0,0	2.771	(0,9)	0,0
Programa Nacional de Universalização - Luz para Todos	429.897	(175,3)	5,5	651.936	(201,6)	9,5
Interligação Ilha do Marajó	37.320	(15,2)	0,5	78.105	(24,1)	1,1
Outros	-	0,0	0,0	16	0,0	0,0
Subtotal	468.758	(191,1)	6,0	732.828	(226,6)	10,6
Total de contribuições para a sociedade	475.413	(193,8)	6,0	741.697	(229,4)	10,7
Tributos (excluídos encargos sociais)	3.169.168	(1.292,3)	40,7	2.488.996	(769,6)	36,3
Total indicadores sociais externos	3.644.581	(1.486,1)	46,7	3.230.693	(999,0)	47,0

	2011 R$	2011 % sobre RO	2011 % sobre RL	2010 R$	2010 % sobre RO	2010 % sobre RL
4. Indicadores Ambientais						
Estação ecológica - Fauna/Flora	1.121	(0,5)	0,0	2.762	(0,9)	0,0
Total de indicadores ambientais	1.121	(0,5)	-	2.762	(0,9)	-
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa:						
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT	11.622	(4,7)	0,1	10.639	(3,3)	0,2
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME)	5.811	(2,4)	0,1	5.320	(1,6)	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE	28.321	(11,5)	0,4	25.813	(8,0)	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	11.626	(4,7)	0,1	10.633	(3,3)	0,2
Total de investimentos relacionados com a prod./operação da empresa	57.380	(23,3)	0,7	52.405	(16,2)	0,9
Total de indicadores ambientais e invest.relac.com a prod./op.da empresa	58.501	(23,8)	0,7	55.167	(17,1)	0,9

Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	(x) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 76 a 100%	(x) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 51 a 75% ( ) cumpre de 76 a 100%

5. Indicadores do Corpo Funcional (*)	31/12/2011 em unidades	31/12/2010 em unidades
Nº empregados no final do período	7.716	7.127
Escolaridade dos empregados:		
Superior e pós-graduação	1.659	1.600
Ensino médio	5.402	4.858
Ensino fundamental	655	669
Faixa etária dos empregados:	-	-
Abaixo de 30 anos	2.312	2.065
De 30 até 45 anos (inclusive)	3.828	3.389
Acima de 45 anos	1.576	1.673
Nº de admissões durante o período	1.400	1.248
Nº de empregados desligados no período	811	627
Nº de mulheres que trabalham na empresa	2.096	1.943
% de cargos gerenciais ocupados por mulheres em relação ao nº total de mulheres	3,03%	2,19%
% de cargos gerenciais ocupados por mulheres em relação ao nº total de gerentes	18,74%	16,99%
Nº de negros que trabalham na empresa	3.101	3.088
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros	7,77%	2,29%
% de cargos gerenciais ocupados por negros em relação ao nº total de gerentes	18,91%	13,04%
Nº de empregados portadores de deficiência física	320	243
Nº de dependentes	11.489	10.884
Nº de estagiários	249	202
Nº de empregados terceirizados/temporários	5.252	6.477

6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (*)

	2011			METAS 2012		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	14,51			14,19		
Número total de acidentes de trabalho	190			172		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA	( ) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	(X) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	( ) incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)

BALANÇOS SOCIAIS
FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (NÃO AUDITADOS)

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

6. Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (*)

	2011			METAS 2012		
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não serão considerados	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	(X) apóia	( ) organiza e incentiva	( ) não se envolverá	(X) apoiará	( ) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 9.157	no Procon 8.291	na Justiça 6.249	na empresa 9.197	no Procon 7.601	na Justiça 6.029
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 92,18%	na Justiça 37,33%	na empresa 100%	no Procon 93,25%	na Justiça 44,44%

	2011			METAS 2012		
Valor adicionado total a distribuir:	**Em 2011: R$ 6.044.560**			**Em 2010: R$ 4.945.989**		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	65,50% governo	6,48% colaboradores(as)		61,17% governo	1,55% colaboradores(as)	
	1,76% acionistas	39,83% terceiros	-12,99% lucros retidos	6,31% acionistas	39,63% terceiros	-8,66% lucros retidos

7. Outras Informações

a) Nos dados referentes a reclamações e críticas "Na Empresa", foram considerados aqueles que entraram via ouvidoria e, no percentual de críticas atendidas ou solucionadas, considerou-se aquelas que foram atendidas e respondidas ao consumidor.

b) Negros - inclui negros e pardos, homens e mulheres.

c) (*) Informações não auditadas

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.

BALANÇOS PATRIMONIAIS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010

(Valores expressos em milhares de reais)

		Companhia		Consolidado	
ATIVO	**Nota**	**31/12/2011**	**31/12/2010**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	8	77.971	22.973	686.083	759.663
Consumidores	9	-	-	1.813.915	1.553.793
Títulos a receber	10	8.681	7.135	43.119	37.150
Dividendos a receber	16	40.829	32.695	-	-
Juros sobre capital próprio a receber	16	21.559	17.657	-	-
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social	11	39.958	39.630	91.650	88.378
Tributos a recuperar - Outros	11	4.389	4.853	124.836	128.220
Estoque		-	-	42.593	45.158
Serviços em curso		-	-	165.100	127.804
Redução de receita - baixa renda	13	-	-	40.327	29.621
Aquisição de combustível - conta CCC		-	-	93.046	73.279
Sub-rogação da CCC	14	-	-	98.118	22.618
Operações com opções	27	-	-	7.662	-
Outros	15	9.459	1.501	181.441	155.754
Total do ativo circulante		**202.846**	**126.444**	**3.387.890**	**3.021.438**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Consumidores	9	-	-	234.016	242.659
Títulos a receber	10	16.412	25.073	78.427	84.950
Partes relacionadas	16	484.998	453.318	490.811	459.805
Cauções e depósitos vinculados	17	-	-	208	38.206
Depósitos judiciais	31	-	-	152.287	135.878
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social	11	2.523	2.523	58.942	59.534
Tributos a recuperar - Outros	11	-	-	99.044	97.552
Tributos diferidos	12	-	256	489.473	897.513
Sub-rogação da CCC	14	-	-	194.702	304.176
Ativo financeiro - bens da concessão	20	-	-	1.895.364	1.462.365
Outros	15	1	-	29.525	32.177
Total do realizável a longo prazo		**503.934**	**481.170**	**3.722.799**	**3.814.815**
Investimentos	18	**2.340.853**	**2.973.379**	**17.094**	**34.370**
Imobilizado - líquido	19	-	-	199.495	219.521
Intangível					
Ativos relacionados a concessão - líquido	20	4	5	5.248.483	5.124.355
Outros ativos intangíveis - líquido	20	-	-	360.069	374.638
Total do intangível		**4**	**5**	**5.608.552**	**5.498.993**
Total do ativo não circulante		**2.844.791**	**3.454.554**	**9.547.940**	**9.567.699**
TOTAL DO ATIVO		**3.047.637**	**3.580.998**	**12.935.830**	**12.589.137**

		Companhia		Consolidado	
PASSIVO	**Nota**	**31/12/2011**	**31/12/2010**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	81	98	823.548	612.127
Folha de pagamento		110	74	15.900	17.927
Obrigações fiscais - Imposto de renda e Contribuição social	22	-	36	27.810	18.161
Obrigações fiscais - Outros	22	9.878	6.601	871.808	555.517
Consumidores - devolução tarifária	23	-	-	10.958	30.128
Dividendos		-	-	45.873	51.830
Juros sobre capital próprio		-	-	25.519	10.165
Empréstimos e financiamentos	24	528.493	321.916	2.691.731	1.699.746
Financiamento por arrendamento financeiro	25	-	-	24.298	20.162
Debêntures e encargos	26	123.687	473	252.800	81.890
Participações dos administradores		-	-	4.959	3.526
Operações de swap	27	-	-	127.538	153.286
Operações com opções	27	6.150	-	6.150	-
Taxas regulamentares	28	-	-	190.731	55.587
Obrigações do programa eficiência energética	29	-	-	107.197	98.581
Obrigações estimadas - trabalhistas	30	-	-	54.320	45.077
Indenizações trabalhistas	32	-	-	118.457	78.096
Benefícios pós-emprego	42	-	-	12.202	11.691
Outros	33	319	166	173.667	145.894
Total do passivo circulante		**668.718**	**329.364**	**5.585.466**	**3.689.391**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	1.666	5.929
Obrigações fiscais	22	648	2.800	560.770	513.235
Tributos diferidos	12	514	-	468.200	499.822
Consumidores - devolução tarifária	23	-	-	630	14.809
Empréstimos e financiamentos	24	982.447	1.100.772	3.211.510	3.796.392
Financiamento por arrendamento financeiro	25	-	-	37.608	48.458
Debêntures e encargos	26	246.080	368.763	508.152	548.930
Operações de swap	27	-	-	80.811	187.215
Obrigações do programa eficiência energética	29	-	-	133.464	102.465
Partes relacionadas	16	515.528	457.075	177.537	186.885
Plano de aposentadoria e pensão	42	-	-	14.335	13.983
Provisão para contingências	31	-	-	122.188	89.624
Indenizações trabalhistas	32	-	-	-	98.011
Benefícios pós-emprego	42	-	-	7.678	13.644
Outros	33	9.929	9.044	137.170	130.779
Total do passivo não circulante		**1.755.146**	**1.938.454**	**5.461.719**	**6.250.181**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	34	1.343.974	714.552	1.343.974	714.552
Transações de capital	34	26.485	26.485	26.485	26.485
Prejuízos acumulados		(1.146.912)	(498.796)	(1.146.912)	(498.796)
Outros resultados abrangentes	34	400.226	440.145	400.226	440.145
Total do patrimônio líquido atribuível ao controlador		**623.773**	**682.386**	**623.773**	**682.386**
Participações de acionistas não controladores		-	-	1.264.872	1.336.385
Total do patrimônio líquido consolidado		**623.773**	**682.386**	**1.888.645**	**2.018.771**
Recursos destinados a aumento de capital	34	-	630.794	-	630.794
Total do patrimônio líquido		**623.773**	**1.313.180**	**1.888.645**	**2.649.565**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**3.047.637**	**3.580.998**	**12.935.830**	**12.589.137**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Valores expressos em milhares de reais, exceto prejuízo básico por ação)

		Companhia		Consolidado	
	Nota	**31/12/2011**	**31/12/2010**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**35**	**-**	**-**	**7.782.422**	**6.860.728**
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA					
Energia elétrica comprada para revenda	36	-	-	(2.959.637)	(2.753.376)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		-	-	(527.433)	(430.629)
		-	**-**	**(3.487.070)**	**(3.184.005)**
CUSTO DE OPERAÇÃO					
Pessoal		-	-	(256.027)	(188.536)
Material		(476)	-	(30.471)	(32.868)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica		-	-	(242.918)	(266.504)
Serviços de terceiros		(684)	-	(374.948)	(344.567)
Depreciação e amortização		-	-	(408.709)	(378.716)
Subvenção - CCC		-	-	299.883	235.575
Custo de construção		-	-	(1.585.023)	(1.275.967)
Outras despesas		-	-	(9.370)	3.682
		(1.160)	**-**	**(2.607.583)**	**(2.247.901)**
TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO		**(1.160)**	**-**	**(6.094.653)**	**(5.431.906)**
LUCRO BRUTO		**(1.160)**	**-**	**1.687.769**	**1.428.822**
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	37	-	-	(225.112)	(183.342)
Despesas gerais e administrativas	37	(3.864)	(6.029)	(412.043)	(433.796)
Outras receitas operacionais	37	14.805	7.688	30.993	31.625
Outras despesas operacionais	37	(100)	(253)	(157.971)	(57.204)
		10.841	**1.406**	**(764.133)**	**(642.717)**
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL		**9.681**	**1.406**	**923.636**	**786.105**
Resultado de equivalência patrimonial	18	(484.998)	(38.081)	-	-
Amortização do Ágio	18 e 20	(9.383)	(9.383)	(14.569)	(14.211)
		(494.381)	**(47.464)**	**(14.569)**	**(14.211)**
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		**(484.700)**	**(46.058)**	**909.067**	**771.894**
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras	38	596.737	365.693	1.250.426	883.119
Despesas financeiras	38	(799.302)	(692.833)	(2.404.728)	(1.978.440)
		(202.565)	**(327.140)**	**(1.154.302)**	**(1.095.321)**
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		**(687.265)**	**(373.198)**	**(245.235)**	**(323.427)**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente	12	-	4.353	(109.330)	(75.413)
Diferido	12	(770)	-	(376.418)	23.992
		(770)	**4.353**	**(485.748)**	**(51.421)**
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		**(688.035)**	**(368.845)**	**(730.983)**	**(374.848)**
Participação dos não controladores		-	-	42.948	6.003
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO ATRIBUÍVEL AOS CONTROLADORES		**(688.035)**	**(368.845)**	**(688.035)**	**(368.845)**
Prejuízo básico por ação - R$					
ON	39	(1,61)	(1,06)	(1,61)	(1,06)
PN	39	(1,61)	(1,06)	(1,61)	(1,06)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Valores expressos em milhares de reais)

		Companhia		Consolidado	
	Nota	**31/12/2011**	**31/12/2010**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Prejuízo do exercício atribuível aos controladores		(688.035)	(368.845)	(688.035)	(368.845)
Participações dos acionistas não controladores no resultado		-	-	(42.948)	(6.003)
Ajustes ao resultado líquido:					
Perda no valor recuperável	9	-	-	777	28.947
Depreciação e amortização (Investimento e Intangível)		2	-	473.782	432.042
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas		357.218	163.147	1.119.597	869.433
Resultado de equivalência patrimonial		484.998	38.081	-	-
Perda no valor recuperável - Investimentos		-	-	19.509	-
Amortização de ágios		9.383	9.383	14.569	14.211
Baixa do ativo financeiro, imobilizado e intangível		-	-	58.135	30.959
Imposto de renda e contribuição social diferidos		770	-	376.415	(23.992)
Ajustes ao valor presente e marcação a mercado		(143.321)	186.650	(123.593)	197.467
Subvenção ICMS - CCC		-	-	-	6.750
Outras		-	-	(1.830)	(15.757)
		21.015	**28.416**	**1.206.378**	**1.165.212**
(Aumento) redução nas contas do ativo					
Consumidores, concessionárias e permissionárias		-	-	(288.810)	(254.124)
Recebimento de dividendos		126.194	62.179	-	-
Recebimento de Juros sobre o Capital Próprio		25.162	18.939	-	-
Estoques		-	-	559	(237)
Aquisição de combustível por conta CCC		-	-	(19.767)	4.350
Créditos redução receita baixa renda		-	-	(10.697)	8.948
Serviços em curso		-	-	(64.708)	(18.842)
Créditos e depósitos vinculados a litígios		-	-	21.589	(49.458)
Créditos compensáveis em recolhimentos futuros		3.025	(9.575)	4.403	(125.079)
Sub-rogação da CCC		-	-	71.294	48.876
Títulos e rendas a receber, títulos e valores mobiliários e despesas antecipadas		(21.632)	(13.629)	21.394	(48.011)
Outros devedores		(1)	10.808	10.338	54.103
		132.748	**68.722**	**(254.405)**	**(379.474)**
Aumento (redução) nas contas do passivo					
Fornecedores		(17)	(234)	127.960	(110.040)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	24, 25 e 26	(223.610)	(222.833)	(740.283)	(617.433)
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos		(3.747)	6.524	276.992	31.096
Taxas regulamentares		-	-	135.144	10.219
Obrigações do Programa de Eficiência Energética		-	-	26.765	37.641
Entidade previdência privada e benefício pós emprego		-	-	(5.125)	(10.066)
Indenizações trabalhistas		-	-	(86.300)	(81.142)
Outros credores		1.073	566	23.530	(132.945)
		(226.301)	**(215.977)**	**(241.317)**	**(872.670)**
Caixa líquido usado nas atividades operacionais		**(72.538)**	**(118.839)**	**710.656**	**(86.932)**
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES INVESTIMENTOS					
Alienação de bens e direitos do ativo financeiro, imobilizado e intangível dos contratos de concessão		-	-	-	4.571
Em Investimento		-	(1.032.348)	(816)	(3)
Ativo financeiro e intangível dos contratos de concessão		-	-	(1.260.077)	(1.480.201)
Acréscimo de obrigações especiais		-	-	303.512	630.972
Caixa líquido usado nas atividades de investimentos		**-**	**(1.032.348)**	**(957.381)**	**(844.661)**
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCIAMENTOS					
Integralização de capital		629.422	-	629.422	-
Recursos destinados para aumento de capital		(626.977)	630.794	(630.973)	630.794
Operação de mútuo com partes relacionadas - líquido		28.771	330.947	(3.911)	(89.252)
Novos empréstimos, financiamentos e debêntures	24, 25 e 26	320.833	417.106	2.380.973	2.750.864
Pagamentos de empréstimos e financiamentos - principal	24, 25 e 26	(222.155)	(211.638)	(2.007.908)	(1.817.740)
Pagamentos de *Swap* e Opções		(2.358)	-	(175.450)	(115.369)
Pagamentos de dividendos		-	-	(8.580)	(20.791)
Pagamentos de juros sobre o capital próprio		-	-	(10.428)	(61.203)
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamentos		**127.536**	**1.167.209**	**173.145**	**1.277.303**
Aumento / (Redução) de caixa e equivalentes de caixa		**54.998**	**16.022**	**(73.580)**	**345.710**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	8	22.973	6.951	759.663	413.953
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	8	77.971	22.973	686.083	759.663

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	Capital social	Transações de capital	Reservas de capital	Prejuízos acumulados	Outros resultados abrangentes	Total Controladora	Participação de não controladores	Total Consolidado	Adiantamento para futuro aumento de capital	Total
		34	34	34		34				34	
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009		**714.552**	**26.485**	**4.458**	**(160.829)**	**466.565**	**1.051.231**	**1.382.795**	**2.434.026**	**-**	**2.434.026**
Dividendos e JCP atribuídos aos minoritários		-	-	-	-	-	-	(40.407)	(40.407)	-	(40.407)
Adiantamento para aumento de capital conf. AGE de 16/8/2010		-	-	-	-	-	-	-	-	630.794	630.794
Realização de reserva de reavaliação em controladas		-	-	-	25.408	(25.408)	-	-	-	-	-
Realização de custo atribuído em controladas		-	-	-	1.012	(1.012)	-	-	-	-	-
Prejuízo do exercício		-	-	-	(368.845)	-	(368.845)	(6.003)	(374.848)	-	(374.848)
Absorção de prejuízos		-	-	(4.458)	4.458	-	-	-	-	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010		**714.552**	**26.485**	**-**	**(498.796)**	**440.145**	**682.386**	**1.336.385**	**2.018.771**	**630.794**	**2.649.565**
Dividendos e JCP atribuídos aos minoritários		-	-	-	-	-	-	(28.565)	(28.565)	-	(28.565)
Realização de reserva de reavaliação em controladas		-	-	-	38.915	(38.915)	-	-	-	-	-
Realização de custo atribuído em controladas		-	-	-	1.004	(1.004)	-	-	-	-	-
Devolução de adiantamento para aumento de capital		-	-	-	-	-	-	-	-	(1.372)	(1.372)
Aumento de capital conforme AGE de 30/6/2011		629.422	-	-	-	-	629.422	-	629.422	(629.422)	-
Prejuízo do exercício		-	-	-	(688.035)	-	(688.035)	-	(688.035)	-	(688.035)
Absorção de prejuízos		-	-	-	-	-	-	(42.948)	(42.948)	-	(42.948)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011		**1.343.974**	**26.485**	**-**	**(1.146.912)**	**400.226**	**623.773**	**1.264.872**	**1.888.645**	**-**	**1.888.645**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS - DVA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Valores expressos em milhares de reais)

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
1. RECEITAS				
Vendas de energia elétrica e serviços	-	-	9.441.382	8.306.762
Perda no valor recuperável	-	-	(2.221)	(28.950)
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos	-	-	(65.967)	(22.928)
Receitas relativas à construção de ativos próprios	-	-	1.585.023	1.275.967
Outras receitas	14.805	7.688	67.176	157.604
Total	**14.805**	**7.688**	**11.025.393**	**9.688.455**
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (Inclui os valores dos impostos ICMS, IPI, PIS e COFINS)				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(3.487.070)	(3.184.005)
Serviços de terceiros	(2.118)	(3.967)	(639.934)	(648.240)
Materiais	-	-	(53.310)	(49.917)
Matéria-prima e insumo para produção de energia elétrica	-	-	(242.918)	(266.504)
Subvenções de combustível - CCC	-	-	299.883	235.575
Outros	(99)	(274)	(1.693.502)	(1.284.502)
Total	**(2.217)**	**(4.241)**	**(5.816.851)**	**(5.197.593)**
3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	**12.588**	**3.447**	**5.208.542**	**4.490.862**
4. DEPRECIAÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO				
Depreciação e amortização	(2)	(2)	(446.547)	(413.781)
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE (3-4)	**12.586**	**3.445**	**4.761.995**	**4.077.081**
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Resultado de equivalência patrimonial	(494.381)	(47.464)	(14.569)	(14.211)
Receitas financeiras	596.737	365.693	1.250.425	883.119
Total	**102.356**	**318.229**	**1.235.856**	**868.908**
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5+6)	**114.942**	**321.674**	**5.997.851**	**4.945.989**

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	**114.942**	**321.674**	**5.997.851**	**4.945.989**
8.1 - Pessoal	**2.411**	**1.666**	**389.845**	**311.881**
Remunerações	2.411	1.666	313.521	225.524
FGTS	-	-	28.240	12.944
Outros encargos sociais (exceto INSS)	-	-	2.246	2.281
Entidades de previdência privada	-	-	13.841	9.946
Programa incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	-	-	35	201
Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT	-	-	43.544	35.132
Convênios assistenciais e outros benefícios	-	-	29.933	33.112
Diversos	-	-	28.192	12.534
Transferências para ordens em curso (intangível)	-	-	(69.707)	(19.793)
8.2 - Impostos, taxas e contribuições	**8.886**	**7.944**	**3.942.010**	**3.025.675**
Governo Federal	8.879	7.941	2.133.436	1.418.410
Governo Estadual	-	-	1.803.822	1.603.189
Governo Municipal	7	3	4.752	4.076
8.3 - Remuneração de capitais de terceiros	**791.680**	**680.909**	**2.396.979**	**1.960.284**
Encargos de dívidas e variações monetárias	572.994	400.907	1.400.342	928.242
Aluguéis e arrendamentos	6	5	26.451	26.690
Outras despesas financeiras	218.680	279.997	970.186	1.005.352
8.4 - Remuneração de capitais próprios	**(688.035)**	**(368.845)**	**(730.983)**	**(351.851)**
Dividendos	-	-	50.312	22.403
Juros sobre o capital próprio	-	-	55.900	48.300
Lucros retidos / (Prejuízo) do exercício	(688.035)	(368.845)	(794.247)	(428.557)
Participação dos não controladores	-	-	(42.948)	6.003

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Rede Energia S.A. (Companhia), sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade São Paulo - SP é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., sociedade de capital fechado. A Companhia atua exclusivamente como uma *holding* controladora de participações societárias, tendo como objetivo principal a participação acionária em empresas controladas e coligadas diretas e relativas (indiretas), vinculada à atividade de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou a ele relacionadas.

A DENERGE Desenvolvimento Energético S.A. é a empresa controladora final do grupo, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sua sede na cidade de São Paulo - SP.

Todas as demais Controladas diretas e relativas (indiretas) com as quais a Companhia possui relacionamentos comerciais são empresas com sede no país.

A Companhia e algumas de suas Controladas, possui significativo endividamento financeiro, principalmente para investimentos em ativos das operações, no qual a Administração está permanentemente empenhada na reversão da situação. Dentre as ações estão: a obtenção de renovação de linhas de crédito com instituições financeiras buscando a troca do endividamento financeiro de curto para longo prazo e redução de encargos; melhorias no sistema e programas de combate a perdas técnicas e não técnicas, com o objetivo de redução de custos e melhoria da qualidade de atendimento nas regiões atendidas pela Companhia.

A Companhia e suas Controladas vem buscando alternativas adicionais para melhorar sua estrutura de capitais e reduzir seu endividamento financeiro.

2. DAS CONCESSÕES

As áreas da concessão legal nas atividades de distribuição de energia elétrica de suas Controladas diretas e indiretas são as seguintes:

Controladas diretas	Áreas de concessão	Área em km²	Número aproximado de consumidores atendidos	Número de municípios abrangidos	Vencimento da concessão	Próxima revisão tarifária
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Região de Presidente Prudente no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	9.149	216.205	24	7/7/2015	10/5/2012
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	Região de Assis no Oeste do Estado de São Paulo (SP)	11.780	163.709	27	8/7/2015	10/5/2012
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	Região de Bragança Paulista no Estado de São Paulo (SP) e Cambuí no Estado de Minas Gerais (MG)	3.493	133.192	15	8/7/2015	10/5/2012
Cia. Força e Luz do Oeste	Município de Guarapuava no Estado do Paraná (PR)	1.200	51.222	1	8/7/2015	29/6/2012
Cia. Nacional de Energia Elétrica	Região de Catanduva e Novo Horizonte no Estado de São Paulo (SP)	4.500	103.218	15	8/7/2015	10/5/2012
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Estado do Tocantins (TO)	277.621	473.006	139	28/6/2019	04/7/2012
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Estado do Mato Grosso (MT)	903.358	1.100.686	141	11/12/2027	08/4/2012
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul	Estado do Mato Grosso do Sul (MS)	328.316	844.243	73	4/12/2027	08/4/2012
Controladas relativas (indiretas)						
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Estado do Pará (PA)	1.247.690	1.835.981	143	28/7/2028	07/8/2011
Subtotal		**2.787.107**	**4.921.462**	**578**		
Rede Comercializadora de Energia S.A.		-	86	-		
TOTAL		**2.787.107**	**4.921.548**	**578**		

As principais concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia e de suas Controladas diretas e relativas (indiretas), consolidadas, são as seguintes:

Companhia/UHE	Rio	Capacidade instalada MW	Capacidade utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
Companhia Nacional de Energia Elétrica:					
UHE Reynaldo Gonçalves	Ribeirão dos Porcos	1,00	-	1/12/1998	7/7/2015
Tangará Energia S.A. UHE Guaporé	Guaporé	120,00	44,51	13/3/2000	7/7/2025

Companhia	Concessão / Usinas Termelétricas	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Concessão de 5 usinas termelétricas, são elas: Comodoro, Guariba, Paranorte, Rondolândia e Colniza	13,35	7,26	10/12/1997	10/12/2027
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Concessão de 11 Usinas Termelétricas, sendo as mais representativas com capacidade instalada acima de 2 MW: Santana do Araguaia, Jacareacanga e Cotijuba	22,47	11,96	28/7/1998	28/7/2028

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15/3/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30/7/2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolados, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora, possuindo 16 usinas termelétricas e 2 usinas hidroelétricas próprias no sistema isolado, a principal atividade das Controladas é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração das Controladas considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização. Os contratos de concessão das controladas geradoras e distribuidoras, assinados com a União Federal conferem ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. As controladas obrigam-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas. As obrigações inerentes à prestação do serviço público concedido são:

• fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas do serviço, pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação e nas normas específicas; e
• dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais.

Os contratos têm prazo de vigência de 20 e 30 anos, podendo ser prorrogados por igual período. A concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica se extingue:

a) pelo advento do termo final do contrato;
b) pela encampação do serviço;
c) pela caducidade;
d) pela rescisão;
e) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e
f) em caso de falência ou extinção da concessionária.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contêm cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

2.1. Mecanismo de atualização das tarifas de fornecimento de energia elétrica dos acordos de concessão

A receita requerida anual, que representa a receita necessária para as distribuidoras manterem o equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em 2 parcelas para fins de sua determinação:

• Parcela "A": Compreende os custos "não-gerenciáveis" das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência das Controladas.
• Parcela "B": Compreende os custos "gerenciáveis", que são os custos inerentes as operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pelas controladas. Também inclui a remuneração do capital e também um percentual regulatório de receitas irrecuperáveis.

O contrato de concessão de distribuição de energia das Controladas estabelece a tarifa inicial e, prescreve os seguintes mecanismos de atualização tarifária que ocorrem anualmente:

• Reajuste tarifário anual: Objetiva restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelas controladas. Representa um ajuste referente às flutuações dos custos da Parcela "A" e a inflação (IGP-M) da Parcela "B" decrescido ou acrescido do Fator "X" (meta de eficiência para o próximo período).
• Revisão tarifária extraordinária: Pode ocorrer a qualquer momento quando acontecer um desequilíbrio econômico-financeiro no acordo de concessão.
• Revisão tarifária periódica: Objetiva analisar a cada 4 anos o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá através da revisão da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

A revisão tarifária periódica é aplicável sobre a Parcela "B", tendo seu mecanismo conduzido em 2 etapas. Na primeira etapa, o chamado reposicionamento tarifário, que se baseia na definição da parcela da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes, dado um nível de qualidade do serviço e uma remuneração sobre os investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no cálculo do Fator "X", que estabelece metas de eficiência para o próximo período.

Segue abaixo o quadro ilustrativo com os componentes da receita requerida:

Parcela "A"	Parcela "B"
Encargos setoriais	**Receita Irrecuperável**
Reserva Global de Reversão - RGR (a)	
Conta de Consumo Combustível - CCC (b)	**Despesas de operação e manutenção (g)**
Taxa de fiscalização - TFSEE (c)	Pessoal
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA (d)	Material
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (e)	Serviços de terceiros
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f)	Despesas gerais e outras
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Encargos de transmissão	**Despesas de capital**
Uso das instalações de transmissão	Cotas de depreciação (h)
Uso das instalações de conexão	Remuneração do capital (i)
Uso das instalações de distribuição	
Transporte de energia proveniente de Itaipu	
Compra de energia elétrica para revenda	
Contratos bilaterais de longo prazo e leilões	
Energia de Itaipu	
Contratos iniciais	

(a) Encargo pago mensalmente, no montante anual equivalente a 2,5% dos investimentos efetuados pelas controladas em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitando-se a 3% da receita anual. Tem finalidade principal de prover recursos para reversão/encampação dos serviços de energia elétrica, não se limitando a esses objetivos.
(b) Encargo que visa cobrir os custos anuais de geração termelétrica, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e necessidade do uso das usinas termelétricas.
(c) Encargo que tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Este é fixado anualmente e pago mensalmente.
(d) Encargo para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado anualmente pela ANEEL, e pago mensalmente pelas controladas.
(e) Encargo com finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e competitividade energética dos estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL.
(f) Referente à aplicação anual de no mínimo 1% da receita operacional líquida, sendo no mínimo 0,75% em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética no setor elétrico.
(g) Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.
(h) Representa à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados.
(i) É a parcela da receita necessária para promover rendimento do capital investido na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

A energia distribuída é substancialmente adquirida via contratos bilaterais aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela ANEEL/Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE vinculadas ao Ministério de Minas e Energia - MME. A geração própria de energia elétrica das controladas consolidadas, composto por usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados, contribui com aproximadamente 4,07% da totalidade da energia distribuída.

Para a prestação dos serviços, objeto das concessões supramencionadas, suas Controladas possuíam, em 31/12/2011, um quadro próprio de 7.716 funcionários, 5.252 prestadores de serviços e 249 estagiários.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

a. Declaração de conformidade (com relação as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro - IFRS)

As presentes demonstrações financeiras incluem as demonstrações financeiras consolidadas preparadas conforme as IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (*IASB*) e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária brasileira, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As demonstrações financeiras individuais da controladora foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da controladora, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto para fins das IFRS seria pelo custo ou valor justo.

Contudo, não há diferença entre o patrimônio líquido e o resultado consolidado e o patrimônio líquido e resultado da entidade controladora em suas demonstrações financeiras individuais. Assim sendo, as demonstrações financeiras consolidadas e as demonstrações financeiras individuais da controladora estão sendo apresentadas lado a lado em um único conjunto de demonstrações financeiras.

Essas demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas (coletivamente "CPCs") emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) adotados no Brasil e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

b. Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras divulgadas nas demonstrações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

c. Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens reconhecidos nos balanços patrimoniais:

• Os instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
• Os instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

d. Autorização de conclusão das Demonstrações Financeiras

A autorização para emissão das demonstrações financeiras ocorreu em reunião da Diretoria em 13/3/2012.

3.2. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração da Companhia e de suas controladas realizem estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras, bem como na experiência da Administração. As estimativas são revisadas continuamente quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que as estimativas são revisadas e em quaisquer exercícios futuros afetados. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

• Provisões;
• Perda no valor recuperável;
• Imposto de renda e contribuição social diferidos;
• Ativo financeiro - bens da concessão;
• Vida útil de ativo intangível;
• Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo, inclusive derivativos;
• Passivos contingentes; e
• Planos de pensão.

3.3. Gestão do Capital

A Companhia e suas controladas buscam alternativas de capital com o objetivo de satisfazer as suas necessidades operacionais, objetivando uma estrutura de capital que leve em consideração parâmetros adequados para os custos financeiros, os prazos de vencimento das captações e suas garantias.

A Companhia e suas controladas acompanham seu grau de alavancagem financeira, o qual corresponde a divida líquida, incluindo empréstimos de curto e longo prazo, dividida pelo capital total.

Informações pertinentes aos riscos inerentes a operação da Companhia e de suas controladas e a utilização de instrumentos financeiros para dirimir esses riscos, bem como as políticas e riscos relacionados aos instrumentos financeiros, estão descritos na nota explicativa nº 27.

3.4. Reclassificação das Demonstrações Financeiras

O Balanço Patrimonial Consolidado do exercício findo em 31/12/2010, foi reclassificado, para fins de comparabilidade, conforme segue:

	Saldo publicado	Reclassificação	Saldo reclassificado
ATIVO CIRCULANTE			
Consumidores (a)	1.553.431	362	1.553.793
Títulos a receber (a)	37.512	(362)	37.150
Total do circulante	**3.021.438**	**-**	**3.021.438**
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Cauções e Depósitos Vinculados (b)	89.408	(51.202)	38.206
Total do realizável a longo prazo	**3.866.017**	**(51.202)**	**3.814.815**
Total do ativo não circulante	**9.618.901**	**(51.202)**	**9.567.699**
TOTAL DO ATIVO	**12.640.339**	**(51.202)**	**12.589.137**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e Financiamentos (b)	3.896.052	(99.660)	3.796.392
Financiamento por arrendamento mercantil (b)	-	48.458	48.458
Total do passivo não circulante	**6.301.383**	**(51.202)**	**6.250.181**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**12.640.339**	**(51.202)**	**12.589.137**

(a) Reclassificação de parte de perda do valor recuperável de consumidores para títulos a receber, visando melhor apresentação.
(b) As cauções e depósitos vinculados foram considerados como redutores dos respectivos empréstimos e financiamentos, conforme pronunciamento CPC 39 - Instrumentos Financeiros: Apresentação, § 42.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

Ativos e passivos financeiros:

a. Reconhecimento e Mensuração: A Companhia e suas controladas reconhecem os instrumentos financeiros nas suas demonstrações financeiras quando, e apenas quando, eles se tornarem parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo, e após o reconhecimento inicial, a Companhia e suas controladas mensuram os ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, somados aos custos de transação que sejam diretamente atribuídos à aquisição ou emissão do ativo ou passivo financeiro, pelo custo ou pelo custo amortizado, quando esses instrumentos financeiros são classificados de acordo com sua data de liquidação (mantidos até o vencimento e empréstimos e recebíveis). Os ativos financeiros, exceto os classificados como mensurados pelo valor justo por meio do resultado, estão sujeitos a teste de recuperabilidade econômica (*impairment*).

b. Classificação: A Companhia e suas Controladas classificam os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias: (i) Mensurados ao valor justo por meio do resultado, (ii) Mantidos até o vencimento e (iii) Empréstimos e recebíveis.

i. Mensurados ao valor justo por meio do resultado: são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Os derivativos também são caracterizados como mantidos para negociação, a menos que tenha sido designado como instrumento de proteção *(hedge);*

ii. Mantidos até o vencimento: são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento.

iii. Empréstimos e recebíveis: são ativos e passivos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo.

c. Avaliação de recuperabilidade de ativos financeiros: Os ativos financeiros são avaliados a cada data do balanço, identificando se são totalmente recuperáveis ou se há perda de *impairment* para esses instrumentos financeiros.

Caixa e Equivalentes de Caixa: Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis. Equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, alta liquidez, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. A mesma definição é utilizada na Demonstração do Fluxo de Caixa.

Consumidores: Incluem o fornecimento de energia elétrica faturado e a faturar a consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica conforme montantes disponibilizados pela CCEE.

Perda no valor recuperável (*impairment*): Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável. Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou da unidade geradora de caixa exceder o seu valor recuperável. Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e quando um evento subseqüente indica reversão da perda, a diminuição é revertida e registrada no resultado.

a. Ativos financeiros: Constituída após avaliação sobre a existência de evidência objetiva acerca da possibilidade de perda no valor recuperável de recebíveis. Tal evidência é advinda de eventos ocorridos após o reconhecimento do ativo que afetem o fluxo de caixa futuro estimado, tendo como base a experiência da Administração. A análise sobre a evidência é feita individualmente para casos mais significativos e coletivamente para os demais casos.

b. Ativos não financeiros: Todo final de período a Companhia e suas controladas avaliam se existem evidências objetivas de que os ativos da concessão, estejam desvalorizados, sendo levado em conta fatores internos e externos. Caso existam evidências, o teste

de recuperabilidade econômica é realizado. Ativos intangíveis com vida útil indefinida e, ainda os não disponíveis para uso são testados anualmente, sempre na mesma data, independente da existência de evidências.
A Companhia e suas controladas utilizam o valor em uso como métrica de cálculo do valor recuperável, pois em sua maioria, os testes de recuperabilidade são realizados no nível de concessão, onde esta representa a menor unidade geradora de caixa. As projeções do fluxo de caixa se baseiam nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia e suas controladas para um período de 5 anos, posteriormente, são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada é 12,81%, que representa o WACC real setorial.
Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com as rubricas "Consumidores", "Tributos a Recuperar" e "Indenizações Trabalhistas". As taxas de descontos refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes aos utilizados pelo mercado, equivalente a 12,81%, que representa o WACC real setorial.
Estoque (inclusive do ativo intangível em curso): Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo intangível em curso (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.
Investimentos: Inclui as participações societárias em controladas e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial, onde o investimento é inicialmente reconhecido pelo custo e, posteriormente ajustado pelo reconhecimento da participação atribuída a Companhia nas alterações dos ativos líquidos da investida, deduzidas de provisões para redução ao valor de mercado, quando aplicável. Inclui também propriedades para investimentos que representam os bens não utilizados no objetivo da concessão, mantidos para valorização ou renda. A propriedade para investimento é mensurada pelo custo no reconhecimento inicial e subseqüentemente ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas no resultado.
Imobilizado: Inclui os itens que se referem a bens corpóreos destinados à manutenção das atividades das Controladas, inclusive aqueles decorrentes de operações que transfiram os risco e benefícios significativos da titularidade dos mesmos. Sendo que em 31/12/2008 foi aplicado o custo atribuído para a Controlada Tangará conforme o CPC 37 (R1) - Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade, o custo atribuído não gerou alteração na vida útil dos bens. A depreciação está calculada pelo método linear de acordo com as taxas determinadas pela ANEEL, estas são calculadas com base nas Unidades de Cadastro - UC que compõem o empreendimento, de acordo com a Resolução ANEEL nº 002/1997, alterada pela Resolução no 367/2009. Este é submetido a teste de recuperabilidade anualmente.
Intangível: Incluem o direito de uso dos bens integrantes dos contratos de concessão até o final da concessão. A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos esperados dentro do prazo da concessão, e é reconhecida na rubrica de Custo de Operação e Despesas Operacionais.
Contratos de concessão: Os contratos de concessão são reconhecidos como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível dos contratos de concessões representa o custo amortizado dos bens que compõem a concessão limitados ao final da concessão. Tais ativos são mensurados pelo valor reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. O custo compreende o preço de aquisição (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma pretendida pela Administração. A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão representa a depreciação regulatória dos bens individuais. Os ativos intangíveis dos contratos de concessões têm o seu valor testado para perda de recuperabilidade econômica, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. A amortização é reconhecida na rubrica de Custo de operação e despesas operacionais. O ativo financeiro refere-se aos investimentos realizados e previstos no contrato de concessão e não amortizados até o final da concessão por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências, ao longo do prazo de concessão.
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica: Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Financeiro e Ativo Intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.
Subvenção e assistência governamental: A partir de 1/1/2008, as subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática. Os valores a serem apropriados no resultado serão destinados a Reserva de Incentivos Fiscais. Atualmente a Companhia e suas Controladas não possui subvenções e assistências governamentais.
Reserva de reavaliação (outros resultados abrangentes): A sua realização se dá em proporção à amortização, e alienação dos bens integrantes da concessão, sendo transferida para a conta de lucros acumulados, líquida dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social. A Companhia optou por manter os saldos existentes das reservas de reavaliação até a sua efetiva realização, conforme permitido no art. 6º da Lei nº 11.638/2007.
Arrendamento mercantil: Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros. Quando o arrendamento é classificado como operacional, ou seja, seus riscos e benefícios não são transferidos, os pagamentos efetuados sob arrendamentos operacionais são reconhecidos no resultado pelo método linear pelo prazo do arrendamento.
Empréstimos, financiamentos e debêntures: Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos/financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.
Transações em moeda estrangeira: Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia e suas controladas pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidas para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o custo amortizado da moeda funcional no começo do exercício, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o exercício, e o custo amortizado em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do exercício de apresentação. Ativos e passivos não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado.
Instrumentos Financeiros derivativos: A Companhia e suas Controladas firmaram contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de "Operações de *Swap*" e "Operações de Opções" e o resultado apurado na conta "Receitas e Despesas Financeiras" e/ou intangível em curso (quando da construção do intangível operacional da concessão). Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função do valor justo desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia e de suas Controladas são, em sua maioria, com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia e suas Controladas não tem contratos derivativos com fins especulativos.
Valor justo: É a quantia pela qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes conhecedoras e dispostas a isso em transação sem favorecimento. A hierarquia do valor justo deve ter os seguintes níveis:
• Nível 1: preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos;
• Nível 2: *inputs* diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e
• Nível 3: *inputs* para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (*inputs* não observáveis).
Custo de empréstimos: Compreendem os juros e outros custos incorridos em conexão com empréstimos de recursos para aquisição, construção ou produção de um ativo, que leve um período substancial de tempo para ficar pronto para seu uso pretendido. Esses custos começam a ser capitalizados quando a controlada incorre em gastos, custos de empréstimos e as atividades de construção estejam iniciadas, cessando quando substancialmente todas as atividades necessárias estiverem completas. Para empréstimos específicos, o montante capitalizado é o efetivamente incorrido sobre tais empréstimos durante o período, deduzidos de qualquer receita financeira decorrente do investimento temporário dos mesmos. Para empréstimos genéricos, aplica-se a taxa ponderada dos respectivos custos sobre o saldo vigente, aplicando esta taxa sobre o valor do ativo em construção, sendo esta capitalização limitada ao valor recuperável do ativo.
Provisões para contingências: Provisões são reconhecidas quando a Companhia e suas Controladas tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável.
Outros direitos e obrigações: Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos a variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações financeiras.
Imposto de renda e contribuição social: A provisão para imposto de renda e contribuição social corrente é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo da contribuição social, de acordo com as alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou, o passivo liquidado. Tais ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício. Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada encerramento de exercício e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.
De acordo com o art. 15 da Lei 11.941/2009, que institui o Regime Tributário de Transição ("RTT") de apuração do Lucro Real, a Companhia e suas Controladas considerou a opção pelo RTT aplicável ao biênio 2008-2009, por meio do envio da Declaração de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica - DIPJ 2009, relativo ao ano- calendário de 2008. A partir do ano-calendário de 2010, a adoção ao RTT passou a ser obrigatória.
Plano de aposentadoria e pensão: A Companhia e suas controladas possuem plano de aposentadoria e pensão, sendo este contabilizado conforme sua classificação, contribuição definida ou benefício definido. O plano de contribuição definida é aquele que a Companhia paga contribuições fixas a uma entidade separada, não tendo a obrigação legal ou não formalizada de pagar contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar todos os benefícios devidos. Já o de benefício definido compreende todos os planos que não sejam classificados como contribuição definida.
A contribuição da Companhia para o plano de contribuição definida é reconhecida na demonstração do resultado como custos e/ou despesas com pessoal, sendo que nenhum ativo ou passivo é reconhecido.
O plano de benefício definido tem sua contabilização baseada em avaliações atuarias sendo o valor presente das obrigações calculado pelo Método Unitário Projetado. A Companhia se utiliza de atuários qualificados independentes anualmente.
Receita líquida de vendas: As receitas de fornecimento de energia elétrica são mensuradas com base no regime de competência, sendo reconhecida no momento em que os riscos e benefícios são transferidos, ou seja, no momento da entrega da energia. Assim, inclui a quantificação estimada do fornecimento de energia elétrica da última medição (emissão fatura) até o encerramento das demonstrações financeiras.
Registro das operações de compra e venda de energia na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.
Receita e custo de construção: O custo de construção das obras relativas a distribuição de energia elétrica, é baseado na percentagem completada da obra, sendo determinada com base nos custos incorridos até a data. Não existe margem de construção, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.
Receitas e despesas financeiras: As receitas financeiras referem-se principalmente a receita de aplicações financeiras, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e ganhos nos instrumentos de hedge que são reconhecidos no resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos. As despesas financeiras abrangem principalmente encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas nos instrumentos de *hedge* que são reconhecidos no resultado. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.
Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: O resultado básico por ação é calculado dividindo-se o lucro ou prejuízo do exercício (o numerador) pelo número médio ponderado de ações em poder dos acionistas, menos as mantidas em tesouraria (denominador). No caso de balanço consolidado, o lucro ou prejuízo atribuível à Companhia se refere à parcela da controladora.
Demonstrações de valor adicionado: A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme práticas contábeis adotadas no Brasil aplicável às Companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.
Novas normas e interpretações ainda não adotadas: Diversas normas, emendas e interpretações IFRSs emitidas pelo IASB (*International Accounting Standards Board*) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2011, sendo elas:
• Emenda da IAS 01 - Apresentação das Demonstrações Contábeis (CPC 26-R1): Conceitos e forma de apresentação dos resultados abrangentes. Vigência 1/7/2012;
• Emenda da IAS 12 - Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo. Vigência 1/1/2012;
• Emenda da IAS 19 - Benefícios a empregados (CPC 33): Ganhos e perdas atuariais imediatamente reconhecidas em outros resultados abrangentes. Vigência 1/1/2013;
• Emenda da IAS 27 - Demonstrações Financeiras Consolidadas (CPC 36-R2): Estabelece a contabilização e divulgação de investimentos em subsidiárias, *joint ventures*, e coligadas quando uma entidade optar, ou for exigida pelos regulamentos locais, apresentar demonstrações financeiras separadas. Vigência em 1/1/2013;
• Emenda da IAS 28 - Investimento em Coligada e em Controlada (CPC 18): Prescreve a contabilização de investimentos em associadas e estabelece os requisitos para a aplicação do método de equivalência patrimonial quando contabilização de investimentos em coligadas e *joint ventures*. Vigência 1/1/2013;
• Emenda da IAS 32 - Instrumentos Financeiros: Apresentação (CPC 39): Apresentar requerimentos para compensação de ativos financeiros e passivos financeiros. Vigência 1/1/2014;
• Emenda da IFRS 7 (emitida em outubro/2010) - Instrumentos financeiros: Evidenciação (CPC 40): Divulgação das informações que permitam aos usuários entender a relação entre os ativos financeiros transferidos que não são desreconhecidos na sua totalidade e os passivos associados e avaliar a natureza e os riscos associados com o envolvimento contínuo da entidade com o ativo financeiro desreconhecido. Vigência 1/7/2011;
• Emenda da IFRS 7 (emitida em dezembro/2011) - Instrumentos financeiros: Evidenciação (CPC 40): Estabelece novas divulgações a respeito de compensação de saldos de ativos e passivos financeiros. Vigência 1/1/2013;
• IFRS 9 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração (CPC 38): Mantém mas simplifica o modelo de mensuração mista e estabelece duas categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. Vigência 1/1/2015;
• IFRS 10 - Demonstrações Financeiras Consolidadas: Modelo único a ser aplicado na análise de controle para todas as investidas. Vigência 1/1/2013;
• IFRS 11 - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto: É extraído da IAS 31 (CPC 19) as entidades controladas em conjunto, em que, embora haja veículos separados, essa separação não é efetiva por alguma razão; e, as entidades que não se enquadrem como uma operação conjunta, deverão ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial e não é mais permitida a consolidação proporcional. Vigência 1/1/2013;
• IFRS 12 - Divulgação de investimentos em outras entidades: Requerimentos de divulgação para entidades que possuem participações em subsidiárias, *joint arrangements*, coligadas e/ou entidades não consolidadas. Vigência 1/1/2013;
• IFRS 13 - Mensuração do valor justo: Estabelece critérios de mensuração e divulgação do valor justo quando for requerido ou permitido por outros IFRS. Vigência 1/1/2013;
O CPC ainda não emitiu pronunciamentos ou revisões equivalentes às IFRS/IAS acima citadas. A adoção antecipada destes pronunciamentos está condicionada a aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários - CVM. A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.
Demonstrações dos resultados abrangentes: As demonstrações dos resultados abrangentes não estão sendo divulgadas, uma vez que a Companhia e suas controladas não apuraram transações que envolvam registros em outros resultados abrangentes que impactam o resultado do exercício findo em 31/12/2011 e 31/12/2010.
Transações de capital: As mudanças na relação de propriedade da Companhia (entre os acionistas) em controladas direta ou relativa (indireta) que não implique a perda do controle, são contabilizadas dentro do patrimônio líquido, sem transitar pelo resultado.

5. ICPC 01 - CONTRATOS DE CONCESSÃO (IFRIC 12)

Em 22/12/2009 foi aprovada a Deliberação CVM nº 611/2009, que delibera a ICPC 01 - Contratos de Concessão, deliberação esta que se aplica as controladas distribuidoras de energia elétrica.
O escopo da ICPC 01 abrange contratos de concessões de serviços públicos de entidades privadas, nos quais o poder concedente tem o controle sobre os ativos relacionados à concessão. O poder concedente controla os ativos quando esse:
a) Controla ou regulamenta quais serviços o concessionário deve prestar com a infra estrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço; e
b) Controla qualquer participação residual significativa na infra estrutura, no final do prazo da concessão.
Assim, segundo a ICPC 01, as concessionárias têm 2 atividades:
a) Construção: o resultado é reconhecido proporcionalmente à execução da obra, de acordo com o CPC 17 - Contratos de Construção; e
b) Operação e manutenção: A receita é reconhecida de acordo com o CPC 30 - Receitas, no momento em que os riscos e benefícios são transferidos. Os gastos com manutenção são reconhecidos como despesas e, com ampliação capitalizados.
A ICPC 01 define o modelo de contabilização, conforme quem remunera o concessionário:
a) Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, no qual os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar os usuários. Este ativo é amortizado durante o prazo de concessão, pela maneira que melhor represente o consumo dos benefícios econômicos;
b) Poder concedente: Aplica o modelo do ativo financeiro, no qual os bens da concessão assim são reconhecidos. O ativo financeiro representa um direito incondicional de receber pagamento do poder concedente, e mensurado de acordo com o CPC 38 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração; e
c) Usuário e poder concedente: Utiliza o modelo misto, onde os bens da concessão são reconhecidos como um ativo intangível e um ativo financeiro.

5.6. Adoção da ICPC 01

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são remuneradas de 2 maneiras:
a) Direito de cobrar os usuários pela energia consumida (fatura); e
b) Indenização dos bens reversíveis ao final do prazo da concessão.
O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. O ativo financeiro deve ser reconhecido pela melhor estimativa do valor justo da indenização, e o valor residual (a diferença para o saldo total bifurcado) seria o ativo intangível.
O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Existe uma indefinição quanto a renovação das concessões. A inexistência de definição legal e constitucional, aliada a ausência de histórico de reversões, faz com que o ativo intangível tenha sua vida útil limitada ao prazo da concessão. Contudo, a Administração da Companhia entende que conseguirá renovar por igual período, conforme direito previsto no contrato de concessão, cuja renovação será requerida pela Companhia, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço e cumprimento de regularidade junto ao órgão técnico de fiscalização do poder concedente e demais exigências previstas no contrato de concessão.
A despesa com depreciação incluída na tarifa é determinada com base na vida útil econômica estimada de cada bem, sendo utilizada como base de cálculo da amortização do ativo intangível.
A ICPC 01 ainda determina o reconhecimento de receita e despesa de construção referente às obras em andamento. A Administração entende que a atividade de construção não gera lucro, assim não apresenta margem de lucro.

6. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com o CPC 36 (R1) - Demonstrações Consolidadas, abrangendo os saldos e transações da Companhia e de suas controladas. Considera-se controlada aquelas entidades sob controle, direto ou relativo (indireto), da Companhia. O controle é evidenciado pela capacidade de controlar as políticas financeiras e operacionais de forma a obter benefícios de suas atividades. Em geral, o controle existe quando a Companhia detém, direta e relativamente (indiretamente), mais de 50% dos direitos de voto, levando em conta potenciais direitos de voto. Entidades adquiridas durante o ano são consolidadas a partir da data em que o controle é adquirido e param de ser consolidados a partir da data em que o controle é perdido. Todos os saldos e transações relevantes entre a Companhia e suas controladas são eliminados na consolidação, incluindo investimentos, contas a receber, dividendos a receber, receitas e despesas entre as Companhias.
A participação dos acionistas não controladores está destacada em conta específica em separado dentro do Patrimônio Líquido Consolidado e, no Resultado Consolidado na rubrica "resultado atribuído aos não controladores".
Os Outros Ativos Intangíveis - Líquido estão representados por direito de concessão e ágios por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill)* das controladas e estão registrados nas Demonstrações Financeiras Individuais junto com o respectivo investimento, e nas Demonstrações Consolidadas, no ativo intangível (vide nota explicativa nº 20.3).
As demonstrações financeiras consolidadas abrangem as seguintes Companhias, (vide notas explicativas nº 7.1 e 18):

		Percentual de participação %	
	Atividade	31/12/2011	31/12/2010
Participação direta:			
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	Distribuição	91,45	91,45
Companhia Nacional de Energia Elétrica	Distribuição	98,69	98,69
Companhia Força e Luz do Oeste	Distribuição	97,70	97,70
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Distribuição	50,86	50,86
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT (a)	Distribuição	39,92	39,92
QMRA Participações S.A.	Holding	100,00	100,00
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Distribuição	60,16	60,16
Tangará Energia S.A.	Geração	100,00	100,00
Rede Power do Brasil S.A.	Holding	99,98	99,98
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Distribuição	100,00	100,00
Empresa de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	Distribuição	100,00	100,00
Rede Comercializadora de Energia S.A.	Comerc. Energia	99,60	99,60
Rede de Eletricidade e Serviços S.A.	Serviços	99,50	99,50
Vale do Vacaria Açucar e Álcool S.A.	Agrícola	60,48	60,48
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Distribuição	10,11	10,11
Participação indireta (relativa):			
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Distribuição	51,26	51,26
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Distribuição	39,77	39,77

(a) A Companhia detém 61,84% do capital votante.

7. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O principal gestor das operações da Companhia é o Conselho de Administração, que determina e acompanha os projetos/processos definidos para o grupo. Visando maior transparência nas informações, foi definida pela Administração a demonstração dos segmentos por empresa, sendo essa a gestão principal de análise dos negócios. Além dessas informações, também são reconhecidas as grandes extensões territoriais de algumas das nossas distribuidoras, com condições ambientais distintas e perfis de investimentos específicos.
A Rede Sul-Sudeste é uma unidade de negócios composta pelas distribuidoras Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB), Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEVP), Cia. Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Caiuá Distribuição de Energia S.A. e Cia. de Força e Luz do Oeste (CFLO), que apresentam áreas de concessão menores quando comparadas com as empresas do Centro-Oeste ou Norte e atuam em mercados consolidados com necessidade moderada de investimentos. As distribuidoras ENERSUL, CEMAT, CELTINS e CELPA apresentam grandes áreas de atendimento e com algumas regiões ainda carentes de investimentos em infra-estrutura básica. Contudo, estão em constante expansão econômica, o que significa também relevantes investimentos a serem realizados.
As bases de mensuração reportadas ao principal gestor das operações, são as mesmas utilizadas na elaboração das demonstrações financeiras.

7.1. Informações sobre ativos, passivos e resultados por segmento reportável

31/12/2011

	Distribuição								
	CELPA	CEMAT	ENERSUL	CELTINS	Rede Sul e Sudeste	Outros segmentos (a)	Outros (b)	Eliminações e ajustes	Total
Informações sobre a posição financeira:									
Ativo circulante	1.150.661	926.442	536.175	315.764	261.493	57.952	218.347	(78.944)	3.387.890
Ativo não circulante	3.207.450	2.620.613	1.346.271	847.925	1.102.350	308.560	3.566.362	(3.451.591)	9.547.940
Ativo total	**4.358.111**	**3.547.055**	**1.882.446**	**1.163.689**	**1.363.843**	**366.512**	**3.784.709**	**(3.530.535)**	**12.935.830**
Passivo circulante	2.342.534	1.008.578	423.346	230.349	632.734	258.784	768.083	(78.942)	5.585.466
Passivo não circulante	1.515.080	1.261.318	670.855	349.356	406.163	71.753	1.953.357	(766.163)	5.461.719
Patrimônio líquido	500.497	1.277.159	788.245	583.984	324.946	35.975	1.063.269	(2.685.430)	1.888.645
Passivo total	**4.358.111**	**3.547.055**	**1.882.446**	**1.163.689**	**1.363.843**	**366.512**	**3.784.709**	**(3.530.535)**	**12.935.830**
Outras informações:									
Ativo financeiro	458.056	436.081	158.046	372.079	471.102	-	-	-	1.895.364
Ativo intangível	2.219.057	1.649.830	819.823	379.372	179.019	1.378	4	-	5.248.483
Ativos da concessão (líquido)	**2.677.113**	**2.085.911**	**977.869**	**751.451**	**650.121**	**1.378**	**4**	**-**	**7.143.847**
Consumidores e títulos a receber (líquido)	654.166	739.752	362.131	134.704	215.087	44.872	25.094	(6.329)	2.169.477
Dívida financeira líquida (c)	1.727.898	1.139.832	541.754	234.101	283.019	218.775	1.894.637	-	6.040.016
Parte relacionadas (líquido)	(60.725)	158.940	(4.532)	47.948	289.167	65.925	(183.449)	-	313.274
Informações sobre o resultado:									
Receita líquida de vendas	2.433.800	2.009.768	1.334.601	744.765	953.671	409.429	-	(103.612)	7.782.422
Lucro bruto	401.221	557.859	396.590	155.169	184.871	2.062	(1.161)	(8.842)	1.687.769
Resultado antes do resultado financeiro e dos tributos	70.423	394.117	286.939	90.855	77.966	(5.239)	(640.675)	634.681	909.067
Lucro (prejuízo) líquido	(391.162)	146.884	151.795	38.860	(18.867)	(45.666)	(1.208.896)	639.017	(688.035)
Outras informações:									
Receitas financeiras	299.210	212.945	97.282	71.381	61.373	10.362	608.564	(110.691)	1.250.426
Despesas financeiras	(788.230)	(393.220)	(169.561)	(115.579)	(140.971)	(46.761)	(822.491)	72.085	(2.404.728)
Resultado financeiro	**(489.020)**	**(180.275)**	**(72.279)**	**(44.198)**	**(79.598)**	**(36.399)**	**(213.927)**	**(38.606)**	**(1.154.302)**
Amortizações do período	148.729	142.339	74.000	41.535	58.261	8.916	4	-	473.784

31/12/2010

	Distribuição								
	CELPA	CEMAT	ENERSUL	CELTINS	Rede Sul e Sudeste	Outros segmentos (a)	Outros (b)	Eliminações e ajustes	Total
Informações sobre a posição financeira:									
Ativo circulante	1.357.507	665.147	437.738	205.121	225.609	61.662	135.160	(66.506)	3.021.438
Ativo não circulante	2.861.740	2.663.182	1.323.625	816.571	1.056.818	297.208	4.744.752	(4.144.995)	9.618.901
Ativo total	**4.219.247**	**3.328.329**	**1.761.363**	**1.021.692**	**1.282.427**	**358.870**	**4.879.912**	**(4.211.501)**	**12.640.339**
Passivo circulante	1.377.368	886.251	348.912	189.649	450.518	152.307	350.752	(66.366)	3.689.391
Passivo não circulante	1.950.220	1.273.468	634.850	276.715	482.390	118.915	2.204.950	(640.125)	6.301.383
Patrimônio líquido	891.659	1.168.610	777.601	555.328	349.519	87.648	2.324.210	(3.505.010)	2.649.565
Passivo total	**4.219.247**	**3.328.329**	**1.761.363**	**1.021.692**	**1.282.427**	**358.870**	**4.879.912**	**(4.211.501)**	**12.640.339**
Outras informações:									
Ativo financeiro	275.831	346.770	133.306	278.590	427.868	-	-	-	1.462.365
Ativo intangível	2.053.208	1.618.431	779.528	440.531	232.657	-	-	-	5.124.355
Ativos da concessão (líquido)	**2.329.039**	**1.965.201**	**912.834**	**719.121**	**660.525**	**-**	**-**	**-**	**6.586.720**
Consumidores e títulos a receber (líquido)	641.717	628.060	278.508	121.503	190.305	37.398	32.208	(11.147)	1.918.552
Dívida financeira líquida (c)	1.155.888	1.175.040	552.103	203.607	381.986	169.568	1.848.925	-	5.487.117
Parte relacionadas (líquido)	(28.362)	100.281	22.587	64.258	239.117	6.959	(131.920)	-	272.920
Informações sobre o resultado:									
Receita líquida de vendas	2.110.961	1.956.588	1.157.009	580.569	821.392	342.632	-	(108.423)	6.860.728
Lucro bruto	418.127	359.136	266.571	180.513	177.111	34.615	-	(7.251)	1.428.822
Resultado antes do resultado financeiro e dos tributos	200.906	218.667	178.009	90.818	76.846	23.947	(94.076)	76.777	771.894
Lucro (prejuízo) líquido	(100.735)	18.605	85.394	58.652	20.987	(7.361)	(466.193)	21.806	(368.845)

31/12/2010	CELPA	CEMAT	ENERSUL	CELTINS	Distribuição Rede Sul e Sudeste	Outros segmentos (a)	Outros (b)	Eliminações e ajustes	Total
Outras informações:									
Receitas financeiras	293.255	198.354	65.555	44.299	61.254	5.556	379.822	(164.976)	883.119
Despesas financeiras	(622.011)	(377.619)	(119.946)	(51.217)	(114.727)	(39.132)	(779.117)	125.329	(1.978.440)
Resultado financeiro	**(328.756)**	**(179.265)**	**(54.391)**	**(6.918)**	**(53.473)**	**(33.576)**	**(399.295)**	**(39.647)**	**(1.095.321)**
Amortizações do período	126.308	129.090	74.484	37.736	56.774	7.647	3	-	432.042

(a) Referem-se as atividades de Geração, Comercialização, Ativos Biológicos e Serviços;
(b) Referem-se as *Holdings*;
(c) A dívida financeira líquida representa empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos líquidos de caixas e equivalentes de caixa.

8. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Companhia 31/12/2011	Companhia 31/12/2010	Consolidado 31/12/2011	Consolidado 31/12/2010
Caixa	-	-	644	124
Saldos bancários	924	1.854	127.813	204.360
Outros investimentos	77.047	21.119	557.626	555.179
Total	**77.971**	**22.973**	**686.083**	**759.663**

8.1. Outros investimentos

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	Companhia 31/12/2011	Companhia 31/12/2010
Banco HSBC	RDB	(*)	100,50 CDI	76.993	20.597
Banco Safra	CDB	(*)	10,00 CDI	3	165
Banco Itaú	CDB	(*)	20,00 CDI	51	-
Caixa Econômica Federal	Fundo de investimento	(*)	(**)	-	357
Total				**77.047**	**21.119**

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	Consolidado 31/12/2011	Consolidado 31/12/2010
Banco Bradesco	CDB	(*)	20,00 a 100,00 CDI	26.822	8.370
Banco Bradesco	Debêntures	(*)	100,50 CDI	-	1.417
Banco Bradesco	Capitalização	(*)	6,00 a.a. + TR	2.265	672
Banco da Amazônia	CDB	(*)	100,00 a 100,80 CDI	3.336	4.588
Banco da Amazônia	Capitalização	(*)	6,00 a.a. + TR	8.988	5.186
Banco Daycoval	CDB	(*)	100,00 a 101,20 CDI	179.115	103.070
Banco Daycoval	RDB	(*)	100,00 CDI	-	20.201
Banco Daycoval	Fundo Investimento	(*)	(**)	11.800	-
Banco do Brasil	CDB	(*)	100,00 CDI	235	1.137
Banco do Brasil	Poupança	(*)	6,00 a.a. + TR	58	59
Banco do Brasil	Capitalização	(*)	6,00 a.a. + TR	21.811	120
Banco do Brasil	Fundo Investimento	(*)	(**)	97.385	39.729
Banco do Nordeste	CDB	(*)	99,20 CDI	5.582	5.002
Banco HSBC	CDB	(*)	100,00 CDI	-	1
Banco HSBC	RDB	(*)	100,50 CDI	76.993	20.597
Banco Industrial	CDB	(*)	101,00 a 104,00 CDI	6.132	5.633
Banco Itaú	CDB	(*)	20,00 a 101,20 CDI	18.153	1.984
Banco Máxima	CDB	(*)	105,00 CDI	4.233	3.794
Banco Safra	CDB	(*)	10,00 CDI	12.564	79.738
Banco Santander	CDB	(*)	75,00 a 100,70 CDI	-	3
Banco Votorantim	CDB	(*)	102,00 CDI	8	8
BIC Banco	CDB	(*)	100,00 a 106,00 CDI	82.096	18.376
Caixa Econômica Federal	Fundo Investimento	(*)	(**)	50	235.494
Total				**557.626**	**555.179**

(*) As aplicações financeiras são consideradas equivalentes de caixa por permitirem o resgate a qualquer momento sem perda dos juros transcorridos. O valor contábil é próximo ao seu valor justo.
(**) Os fundos de investimentos estão concentrados em fundos de renda fixa e compostos por títulos públicos federais e títulos de emissores de baixo risco de crédito, com tendência de variação das taxas de juros pós-fixadas (CDI).

9. CONSUMIDORES

	Consolidado Circulante 31/12/2011	Circulante 31/12/2010	Não circulante 31/12/2011	Não circulante 31/12/2010
Consumidores	2.037.289	1.776.387	253.674	259.077
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)	(223.374)	(222.594)	(19.658)	(16.418)
Total	**1.813.915**	**1.553.793**	**234.016**	**242.659**

9.1. Consumidores

Classe de consumidores	Saldos vincendos	Saldos vencidos até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	Consolidado 31/12/2011	Consolidado 31/12/2010
Circulante							
Residencial	307.634	197.799	86.452	170.431	454.682	762.316	622.447
Industrial	165.892	39.467	24.016	68.193	131.676	297.568	290.920
Comércio, serviços e outras atividades	185.568	73.767	27.501	79.349	180.617	366.185	330.139
Rural	47.277	21.109	12.270	26.078	59.457	106.734	80.322
Poder público:							
Federal	10.316	3.264	298	637	4.199	14.515	13.873
Estadual	19.503	9.199	252	5.011	14.462	33.965	33.701
Municipal	47.316	20.453	7.529	38.943	66.925	114.241	114.515
Iluminação pública	41.000	4.374	872	18.376	23.622	64.622	56.630
Serviço público	29.608	14.468	12.502	56.628	83.598	113.206	101.730
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/2007 (c)	(836)	-	-	-	-	(836)	(397)
Recomposição tarifária extraordinária	9.911	-	-	-	-	9.911	4.622
Redução de Uso Sistema de Distribuição	30.512	-	-	-	-	30.512	28.363
Redução de tarifa - irrigação e aquicultura	708	-	-	-	-	708	1.642
Subtotal - consumidores	**894.409**	**383.900**	**171.692**	**463.646**	**1.019.238**	**1.913.647**	**1.678.507**
Participação financeira do consumidor	13.841	569	918	2.172	3.659	17.500	15.904
Comercialização na CCEE (a)	16.015	-	-	-	-	16.015	7.371
Programa emergencial redução do consumo	1	-	-	829	829	830	990
Encargo de uso da rede elétrica	11.864	-	-	-	-	11.864	14.979
Encargos de capacidade emergencial	-	-	-	32.272	32.272	32.272	12.259
Energia livre	1.615	-	-	-	-	1.615	8.682
Concessionárias e permissionárias	8.941	-	-	-	-	8.941	4.185
Outros	7.419	11.557	5.637	9.992	27.186	34.605	33.510
Total	**954.105**	**396.026**	**178.247**	**508.911**	**1.083.184**	**2.037.289**	**1.776.387**
Não circulante							
Consumidores	142.526	-	-	-	-	142.526	139.223
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/2007 (c)	(12.326)	-	-	-	-	(12.326)	(4.640)
Recomposição tarifária extraordinária	23.103	-	-	-	-	23.103	28.654
Participação financeira do consumidor	40.335	-	-	-	-	40.335	48.875
Comercialização no CCEE (a)	26.118	-	-	-	-	26.118	20.822
Redução de Tarifa - irrigação e aquicultura (b)	2.854	-	-	-	-	2.854	587
Redução de uso do sistema de distrubuição	29.566	-	-	-	-	29.566	23.811
Outros	1.498	-	-	-	-	1.498	1.745
Total	**253.674**	**-**	**-**	**-**	**-**	**253.674**	**259.077**

Do valor total de contas a receber em 31/12/2011, R$ 405.749 (R$ 366.110 em 31/12/2010) se referem a renegociações.

(a) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores no consolidado inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia de curto e longo prazo no montante de R$ 42.133, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro/2011.

De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro/2000 a dezembro/2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho/2003, os pendentes de liquidação estão sendo liquidados bilateralmente por meio da CCEE. As demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no exercício de 2011 estão sendo liquidadas mensalmente. Os valores da energia no curto prazo e da energia livre estão sujeitos à modificação, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

(b) Subsídio a Irrigantes

A Resolução Normativa nº 540, de 1/10/2002, implementou a Lei nº 10.438, de 26/4/2002, que estendeu os descontos especiais nas tarifas de energia elétrica de irrigantes ao consumo verificado no horário compreendido entre 21h30 e 6h do dia seguinte.

Esse dispositivo legal ampliou o horário estabelecido na Portaria DNAEE nº 105, de 3/4/1992, das 23h às 5h do dia seguinte, em que eram concedidos descontos especiais para consumidores do Grupo A (alta tensão) e do Grupo B (baixa tensão).

A Resolução Normativa nº 207, de 9/1/2006, que "estabelece os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e na aqüicultura", dispôs no artigo 6º que "o valor financeiro resultante dos descontos estabelecido nesta Resolução configura direito da concessionária ser compensada no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração".

Controlada	Resolução Homologatória	Data	Percentual médio	Nota técnica	Data	Processo 48500	Valor R$	Percentual (%)
CEMAT	1.131	5/4/2011	12,89%	67/2011	30/3/2011	5509/2010-14	1.622	0,09
CAIUÁ D	1.145	3/5/2011	5,67%	104/2011	28/4/2011	5690/2010-69	1	0,01
EDEVP	1.148	3/5/2011	11,50%	105/2011	28/4/2011	5691/2010-11	49	0,02
CNEE	1.147	3/5/2011	5,47%	106/2011	28/4/2011	5688/2010-90	258	0,18
ENERSUL	1.128	5/4/2011	17,49%	071/2011	30/3/2011	5511/2010-93	123	0,01
CELTINS	1.176	28/6/2011	12,75%	175 e 178/2011	27/6/2011	1968/2011-18	84	0,01
CELPA	1.035	3/8/2010	10,80%	229/2010	26/7/2010	1598/2010-20	(21)	0,00
Total							**2.116**	

	Consolidado Circulante	Consolidado Não circulante
Saldo em 31/12/2010	**1.642**	**587**
Apropriado no exercício	693	5.524
Amortizado no exercício	(4.505)	(489)
Atualizado no exercício	36	74
Transferência (circulante - não circulante)	2.842	(2.842)
Saldo em 31/12/2011	**708**	**2.854**

(c) Ajuste a valor presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do setor. Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 12,81% a.a., que a ANEEL considera como taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia elétrica, cuja metodologia está definida na Nota Técnica ANEEL nº 234/2006, de 25/8/2006. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume das negociações a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitido, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

9.2. Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)

	Consolidado 31/12/2011	Consolidado 31/12/2010
Circulante:		
Residencial	(105.498)	(84.959)
Industrial	(36.047)	(68.166)
Comércio, serviços e outras atividades	(48.618)	(42.045)
Rural	(13.291)	(6.762)
Poder Público	(2.524)	(2.383)
Iluminação Pública	(1.039)	(1.117)
Serviço Público	(3.208)	(2.587)
Outras receitas	(12.357)	(10.580)
Subtotal de consumidores	**(222.582)**	**(218.599)**
Diversos créditos	(792)	(3.995)
Total	**(223.374)**	**(222.594)**
Não Circulante:		
RTE - Perda Receita Racionamento	(19.658)	(16.418)
Total	**(19.658)**	**(16.418)**
Total geral	**(243.032)**	**(239.012)**

Movimentação:	31/12/2011	31/12/2010
Saldo no início do exercício	**(239.012)**	**(210.427)**
Perdas no exercício	58.236	368
Recuperação do exercício	(6.299)	(3.205)
Complemento de provisão	(55.957)	(25.748)
Saldo no final do período	**(243.032)**	**(239.012)**

A perda no valor recuperável foi constituída considerando os critérios a seguir:
- Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias.
- Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias.
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.

Após análise criteriosa efetuada pela Administração da Companhia e de suas Controladas, foram excluídas contas vencidas, cuja perda não é considerada como incorrida.

O valor de recebíveis vencidos e não provisionados é de R$ 356.871 em 31/12/2011 (R$ 305.890 em 31/12/2010).

A Companhia e suas Controladas possuem um grupo de profissionais com o propósito de avaliar a qualidade e a possibilidade de recuperação dos créditos em atraso referente ao fornecimento de energia para os diversos segmentos de clientes.

10. TÍTULOS A RECEBER

	Companhia 31/12/2011	Companhia 31/12/2010	Consolidado 31/12/2011	Consolidado 31/12/2010
Circulante				
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	8.681	7.135	8.681	7.135
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS	-	-	8.089	8.252
LDC Bioenergia S.A. (e)	-	-	5.394	-
Outros títulos a receber (c)	-	-	20.955	21.763
Total	**8.681**	**7.135**	**43.119**	**37.150**
Não circulante				
Créditos adquiridos de terceiros (a)	-	-	189.600	189.600
(-) Deságio (a)	-	-	(97.554)	(97.554)
(-) Perda no valor recuperável (a)	-	-	(92.046)	(92.046)
Itamarati Norte S.A. Agropecuária (b)	16.412	25.073	16.412	25.073
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS	-	-	1.377	1.377
Precatórios - PM - Cuiabá (d)	-	-	50.258	49.751
Direitos de créditos de carbono	-	-	3.406	3.406
LDC Bioenergia S.A. (e)	-	-	250	-
Outros títulos a receber	-	-	6.724	5.343
Total	**16.412**	**25.073**	**78.427**	**84.950**

(a) Com a finalidade de compensação de impostos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, as controladas adquiriram, em 2003, créditos de origem não tributária decorrentes da condenação pela União Federal em ação indenizatória, reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado. As controladas ingressaram na ação com pedido de assistência que foi indeferido pelo Juiz. Contra a referida decisão, foi apresentado recurso, o qual aguarda apreciação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Com a adesão ao Parcelamento Excepcional - PAEX, nos termos da Medida Provisória nº 303/2006, em 15/12/2006, as Controladas desistiram da compensação tributária dos referidos créditos e mantiveram a discussão judicial visando à sua satisfação. A realização do crédito depende do sucesso da ação atualmente em fase de execução, sendo considerado provável o êxito da ação pelos assessores jurídicos da Companhia e de suas Controladas. A Administração da Companhia e suas controladas reconheceram provisão para perda no valor recuperável desse ativo.
(b) Refere-se aos créditos recebidos da Denerge Desenvolvimento Energético S.A. (vide nota explicativa nº 16.1 item a).
(c) É composto, em sua grande maioria, por faturas de energia elétrica novadas.
(d) Refere-se a Processo de Ação de Execução de Precatório nº 383/2001 contra a Prefeitura de Cuiabá - MT. Atualmente o processo evolui do 52º lugar em 2006, para 45º lugar em 2011 na listagem de precatórios pendentes de pagamento por parte da Prefeitura de Cuiabá.
(e) Refere-se valores a receber da venda de 100% do ativo biológico da Controlada Vale do Vacaria, conforme Contrato de Compra e Venda de Soqueiras de Cana-de-açúcar e outras avenças a receber até 2013.

11. TRIBUTOS A RECUPERAR

	Companhia Circulante 31/12/2011	Circulante 31/12/2010	Não circulante 31/12/2011	Não circulante 31/12/2010
Imposto de renda e contribuição social:				
Imposto de renda (a)	39.958	39.630	-	-
Contribuição social (a)	-	-	2.523	2.523
Subtotal	**39.958**	**39.630**	**2.523**	**2.523**
Outros impostos e contribuições a recuperar:				
ISS	13	13	-	-
PIS	4.376	4.376	-	-
Diversos	-	464	-	-
Subtotal	**4.389**	**4.853**	**-**	**-**
Total	**44.347**	**44.483**	**2.523**	**2.523**

	Consolidado Circulante 31/12/2011	Circulante 31/12/2010	Não circulante 31/12/2011	Não circulante 31/12/2010
Imposto de renda e contribuição social:				
Imposto de renda (a)	84.490	80.481	45.350	45.539
Contribuição social (a)	7.160	7.897	13.592	13.995
Subtotal	**91.650**	**88.378**	**58.942**	**59.534**
Outros impostos e contribuições a recuperar:				
ICMS (b)	108.273	113.018	103.859	115.451
(-) Ajuste a valor presente (b)	(5.306)	(6.116)	(19.513)	(22.485)
ICMS ajustado	**102.967**	**106.902**	**84.346**	**92.966**
COFINS	4.433	3.268	10.023	-
PIS	10.947	10.821	-	-
IOF	2	1.124	-	-
INSS	5.463	4.166	-	-
ISS	901	677	89	-
Lei nº 11.941/2009	-	464	-	-
FINSOCIAL (c)	1	1	4.586	4.586
Outros	122	797	-	-
Subtotal	**124.836**	**128.220**	**99.044**	**97.552**
Total	**216.486**	**216.598**	**157.986**	**157.086**

(a) Saldo composto por antecipações mensais do exercício corrente e imposto de renda e contribuição social apurados na Declaração de Ajuste Anual de 2010 e Anos-Calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior e parceladas, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e à medida que forem sendo pagas as prestações do parcelamento da Lei nº 11.941/2009 (vide nota explicativa nº 22), e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base no resultado apurado nos respectivos períodos.
(b) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo imobilizado será recuperado em até 48 meses. As Controladas procederam ao cálculo do AVP - Ajustes a Valor Presente utilizando a taxa de 12,81% a.a., que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução ANEEL nº 234 de 31/10/2006. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume da recuperação, não foram divulgados o fluxo de caixa e sua temporalidade, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.
(c) Trata-se de Pedido de Restituição do Finsocial que foi recolhido em alíquota superior a 0,5% no período de 11/1989 a 3/1992. O Acórdão 01-15.534 proferido pela 3ª turma da DRJ/BEL de 3/11/2009, reconheceu parcialmente o direito creditório pleiteado. Em face dessa decisão, a CELPA interpôs Recurso Voluntário que aguarda julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais. Os tributos que foram objetos de compensação com o crédito discutido nestes autos foram incluídos no parcelamento da Lei nº 11.941/2009 (vide nota explicativa nº 22).

12. TRIBUTOS DIFERIDOS

12.1. Composição das despesas com impostos

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base nas alíquotas vigentes nas datas dos balanços. Os impostos e contribuições sociais diferidos relativos às diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social são registrados em contas patrimoniais. Demonstramos a seguir a composição da base de cálculo e dos saldos desses impostos:

	Companhia 31/12/2011 Imposto de Renda	31/12/2011 Contribuição Social	31/12/2010 Imposto de Renda	31/12/2010 Contribuição Social
Imposto corrente	-	-	3.195	1.158
Imposto diferido	(566)	(204)	-	-
Receita(despesa) IR/CS	**(566)**	**(204)**	**3.195**	**1.158**

	Consolidado 31/12/2011 Imposto de Renda	31/12/2011 Contribuição Social	31/12/2010 Imposto de Renda	31/12/2010 Contribuição Social
Imposto corrente	(78.011)	(31.319)	(55.065)	(20.348)
Imposto diferido	(268.576)	(107.842)	14.448	9.544
Receita(despesa) IR/CS	**(346.587)**	**(139.161)**	**(40.617)**	**(10.804)**

12.2.Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

	Companhia 31/12/2011 Imposto de Renda	31/12/2011 Contribuição Social	31/12/2010 Imposto de Renda	31/12/2010 Contribuição Social
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado)	**(843.858)**	**(843.858)**	**(199.611)**	**(199.611)**
Adições(exclusões) permanentes:				
Resultado de participações societárias	484.998	484.998	38.081	38.081
Gratificação de administradores	476	-	175	-
Amortização ágio	9.383	-	9.379	-
Variação cambial diferida	107.023	107.023	(37.913)	(37.913)
Multas indedutíveis	3	-	-	-
Efeitos da Lei nº 11638/07	2.265	2.265	280	186.578
Subtotal	**604.148**	**594.286**	**10.002**	**186.746**
Base de cálculo dos tributos	**(239.710)**	**(249.572)**	**(189.609)**	**(12.865)**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Receita(despesa) com tributos	**59.928**	**22.461**	**47.402**	**1.158**
Crédito diferidos de períodos anteriores	-	-	3.195	-
Créditos fiscais não constituídos	(60.493)	(22.665)	(47.402)	-
Despesas com tributos	**(566)**	**(204)**	**3.195**	**1.158**
Alíquota efetiva	**-0,07%**	**-0,02%**	**1,60%**	**0,58%**

	Consolidado 31/12/2011 Imposto de Renda	31/12/2011 Contribuição Social	31/12/2010 Imposto de Renda	31/12/2010 Contribuição Social
Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado)	**(397.550)**	**(397.550)**	**(150.406)**	**(150.406)**
Adições(exclusões) permanentes:				
Gratificações e participações	10.672	-	9.113	-
Amortização de ágio	9.383	-	-	-
Variação cambial diferida	107.023	107.023	(37.913)	(37.913)
Multas indedutíveis	2.810	-	94.893	
Outras despesas indedutíveis	4.370	4.324	7.296	7.296
Efeitos da Lei 11.638/2007	(29.670)	(29.670)	(2.160)	(6.473)
Multas regulatórias	(158.456)	-	-	-
Componente financeiro	23.728	23.728	-	-
Reversão reserva sobre intangível	-	-	(67.647)	(67.647)
Outras	(7.585)	2.023	346.828	329.533
Subtotal	**(37.725)**	**107.428**	**350.410**	**224.796**
Base de cálculo dos tributos	**(435.275)**	**(290.122)**	**200.004**	**74.390**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Receita(despesa) com tributos	**108.819**	**26.111**	**(50.001)**	**(6.695)**
Créditos diferidos de períodos anteriores	371	566	6.519	(4.109)
Créditos sobre incentivos fiscais	2.475	-	2.865	-
Créditos fiscais não constituídos	(458.252)	(165.838)	-	-
Receita com tributos	**(346.587)**	**(139.161)**	**(40.617)**	**(10.804)**
Alíquota efetiva	**-87,18%**	**-35,00%**	**-27,00%**	**-7,18%**

12.3. Ativo fiscal diferido

Os créditos fiscais a seguir detalhados, serão utilizados para redução de carga tributária futura, sendo reconhecidos com base em históricos de rentabilidade da Companhia e as expectativas de geração de lucros tributáveis para o prazo máximo de 10 anos.

Natureza	Companhia 31/12/2011 Imposto de Renda	31/12/2011 Contribuição Social	31/12/2010 Imposto de Renda	31/12/2010 Contribuição Social
Ajustes da Lei nº 11.638/2007 (d)	-	-	753	753
Base de cálculo dos impostos diferidos	**-**	**-**	**753**	**753**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	**-**	**-**	**188**	**68**

Natureza	Consolidado 31/12/2011 Imposto de Renda	31/12/2011 Contribuição Social	31/12/2010 Imposto de Renda	31/12/2010 Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a)	76.467	76.467	43.782	43.782
Provisão para contingências fiscais (a)	45.721	45.721	45.851	45.851
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	285.486	285.486	331.422	331.422
Perdas não operacionais	19.509	19.509	-	-
Provisão de benefícios a empregados Del. CVM 600/2009 (a)	14.335	14.335	13.983	13.983
Prejuízos fiscais e base negativa (c)	722.547	820.093	1.847.394	2.110.906
Amortização de ágio (c)	204.238	204.239	267.378	225.356
Ajustes da Lei nº 11.638/2007 (d)	45.505	45.505	31.305	31.305
Base de cálculo dos impostos diferidos	**1.413.808**	**1.511.355**	**2.581.115**	**2.802.605**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	**353.451**	**136.022**	**645.279**	**252.234**

Fundamentos para realização do imposto de renda e contribuição social diferida:
(a) Efetivação da perda
(b) Efetivação do faturamento
(c) Realização dos lucros
(d) Realização dos efeitos da Lei nº 11.638/2007

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos
Baseada no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis computados de acordo com a Instrução CVM nº 371/2002, a Companhia e suas controladas estimam recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

						Consolidado
2012	2013	2014	2015	2016	Após 2016	Total não circulante
91.449	47.892	52.068	44.609	42.449	211.006	**489.473**

12.4. Passivo diferido

				Companhia
	31/12/2011		31/12/2010	
Diferenças temporárias:	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Ajustes da Lei nº 11.638/2007 (d)	1.512	1.512	-	-
Base de cálculo dos impostos diferidos	**1.512**	**1.512**	**-**	**-**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	**378**	**136**	**-**	**-**

				Consolidado
	31/12/2011		31/12/2010	
Diferenças temporárias:	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Outros passivos regulatórios (a)	87.732	87.732	46.573	46.573
Variação cambial diferida (b)	4.103	4.103	5.430	5.430
Baixa deságio (c)	84.351	84.351	84.351	84.351
Acréscimo moratório (b)	9.470	9.470	4.513	4.513
Ajustes da Lei nº 11.638/2007 (d)	1.514	1.514	16.979	16.979
Base de cálculo dos impostos diferidos	**187.170**	**187.170**	**157.846**	**157.846**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	**46.793**	**16.845**	**39.462**	**14.206**

Fundamentos para realização do imposto de renda e contribuição social diferida:
(a) Efetivação do faturamento
(b) Efetivação da perda
(c) Perspectiva de realização de ganhos futuros
(d) Realização dos efeitos da Lei nº 11.638/2007

				Consolidado
	31/12/2011		31/12/2010	
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação:	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Reserva de reavaliação	3.445.557	3.445.557	3.445.557	3.445.557
(-) Reversão de reavaliação anterior.	(843.621)	(843.621)	(843.621)	(843.621)
(-) Depreciação / baixas	(1.412.047)	(1.412.047)	(1.289.721)	(1.289.721)
Base de cálculo	**1.189.889**	**1.189.889**	**1.312.215**	**1.312.215**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Encargos tributários	**297.472**	**107.090**	**328.055**	**118.099**
Total dos tributos diferidos	**344.265**	**123.935**	**367.517**	**132.305**

12.5. Movimentação dos tributos diferidos

			Companhia
Imposto de renda:	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Ajustes da Lei nº 11.638/2007	188	(566)	(378)
Total	**188**	**(566)**	**(378)**

Contribuição social:	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Ajustes da Lei nº 11.638/2007	68	(204)	(136)
Total	**68**	**(204)**	**(136)**

			Consolidado
Imposto de renda:	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	10.946	8.171	19.117
Provisão para contingências fiscais	11.463	(33)	11.430
Perda no valor recuperável	82.856	(11.484)	71.372
Perdas não operacionais	-	4.877	4.877
Provisão de benefícios a empregados Del. CVM 600	3.496	88	3.584
Prejuízos fiscais	461.846	(281.209)	180.637
Amortização de ágio	66.845	(15.787)	51.058
Outros ativos regulatórios	(11.643)	(10.290)	(21.933)
Variação cambial ativa	(1.358)	332	(1.026)
Baixa deságio	(21.088)	-	(21.088)
Acréscimo moratório	(1.128)	(1.240)	(2.368)
Encargos de reavaliação	(328.055)	30.583	(297.472)
Ajustes da Lei nº 11.638/2007	3.582	7.416	10.998
Total	**277.762**	**(268.576)**	**9.186**

Contribuição social:	31/12/2010	Reconhecidos no resultado	31/12/2011
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	3.940	2.942	6.882
Provisão para contingências fiscais	4.127	(12)	4.115
Perda no valor recuperável	29.828	(4.134)	25.694
Perdas não operacionais	-	1.756	1.756
Provisão de benefícios a empregados Del. CVM 600	1.258	32	1.290
Base negativa	189.982	(116.174)	73.808
Amortização de ágio	20.282	(1.900)	18.382
Outros ativos regulatórios	(4.192)	(3.704)	(7.896)
Variação cambial ativa	(489)	120	(369)
Baixa deságio	(7.592)	-	(7.592)
Acréscimo moratório	(405)	(447)	(852)
Encargos de reavaliação	(118.099)	11.009	(107.090)
Ajustes da Lei nº 11.638/2007	1.289	2.670	3.959
Total	**119.929**	**(107.842)**	**12.087**

13. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

Subvenção à Baixa Renda - Tarifa Social: O Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional da Companhia que foi compensada por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23/12/2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. Conforme disposição da Lei nº 12.212, de 20/1/2010, para o consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh o desconto será de 65%, entre 31 kWh e 100 kWh o desconto será de 40% e entre 101 kWh e 220 kWh o desconto será de 10%. Segue abaixo a movimentação no exercício:

	Consolidado
Saldo em 31/12/2010	**29.621**
Valor provisionado	11.599
Valor homologado	64.915
Valor recebido	(65.808)
Saldo em 31/12/2011	**40.327**

14. SUB-ROGAÇÃO DA CCC

Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24/12/2002, foram enquadradas na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, as controladas CEMAT, ENERSUL e CELPA, pelas Resoluções Autorizativa ANEEL nº 81, de 9/3/2004, nº 331, de 3/10/2005 e nº 1.999, de 7/7/2009 respectivamente.
O enquadramento das controladas é devido à implantação de projetos elétricos que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução do consumo de óleo diesel no processo de geração de energia, proporcionando a redução do dispêndio da CCC o que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais.
O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18/12/2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009 trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pelas concessionárias, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas.
O mencionado despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.
• Controlada CEMAT com a implantação dos seguintes projetos:
Sistemas de Transmissão e Distribuição Brasnorte / Juara / Juína, Campo Novo / Brasnorte, Juara / Juína, Sapezal, Tabaporã, Nova Monte Verde, Baixo Araguaia, Juruena, Sapezal / Comodoro.
Os projetos implantados tiveram o valor sub-rogado aprovado em R$ 348.437. Até 31/12/2011 a CEMAT havia aplicado R$ 427.242. Do montante sub-rogado a CEMAT recebeu R$ 231.446, restando a receber o valor R$ 116.991 (R$ 187.967 em 31/12/2010).
• Controlada ENERSUL implantação do projeto:
Linha de Transmissão e Distribuição de 138 kV de Jardim / Porto Murtinho com valor sub-rogado em R$ 28.740. O projeto foi concluído integralmente no exercício de 2007. O saldo remanescente de recebimento em 31/12/2010 era de R$ 319.
• Controlada CELPA com a implantação do projeto elétrico para a interligação da Ilha do Marajó ao Sistema Interligado Nacional - SIN, em duas fases:
A primeira fase com os Sistemas de Transmissão e Distribuição Tucuruí / Cametá, Bento / Portel / Breves, Portel / Bagre, Breves / Melgaço, Breves / Curralinho, bem como as Subestações Tucuruí / Vila, Cametá, Portel, Breves, Bagre, Melgaço, Curralinho e Parada do Bento, sendo o valor sub-rogado aprovado no valor de R$ 184.660.
A segunda fase com os Sistemas de Transmissão e Distribuição Tucuruí / UHE Parada do Bento, Anajás / Afuá, Anajás / Cachoeira do Arari, Breves / Anajás, Cachoeira do Arari / Ponta de Pedras, Cachoeira do Arari / Salvaterra, Salvaterra / Soure, Ponta de Pedras / Muaná, Muaná / São Sebastião da Boa Vista, Afuá / Chaves, Cachoeira do Arari / Santa Cruz do Arari, bem como as Subestações Anajás, Parada do Bento, Tucuruí, Afuá, Chaves, Cachoeira do Arari, Santa Cruz do Arari, Salvaterra, Soure, Ponta de Pedras, Muaná e São Sebastião da Boa Vista, sendo o valor sub-rogado aprovado no valor de R$ 288.957.
Do valor sub-rogado, foram aplicados até 31/12/2011, relativos a 1ª fase, o valor de R$ 175.829 (R$ 138.508 em 31/12/2010), sendo que a 2ª fase ainda não foi iniciada.
O ressarcimento destes recursos ocorrerá na medida em que ocorra a energização dos projetos, que prevê o retorno no médio e longo prazo de acordo com o plano de investimento das Controladas.

15. OUTROS ATIVOS

				Consolidado
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Rendas a receber (a)	31.077	15.151	-	-
Títulos e valores mobiliários	3.277	24.911	1.226	1.227
Custo de geração térmica (b)	19.489	-	-	11.951
Despesas pagas antecipadamente	7.349	3.526	804	804
Valores a recuperar de empregados	12.966	11.711	-	-
Adiantamentos a fornecedores	15.902	21.174	-	-
Alienação de bens e direitos	8.713	2.241	-	-
Dispêndios a reembolsar	1.750	1.740	-	-
Convênios de arrecadação	2.702	3.428	-	-
Créditos conta de energia elétrica - mês	3.964	5.413	-	-
Desativação em curso (c)	53.559	41.054	-	-
ICMS - créditos adquiridos de terceiros	-	-	11.136	11.136
Títulos a receber	-	-	-	3.080
Devedores diversos	-	8.342	-	-
Padrão baixa renda	6.002	1.573	-	-
Governo do Estado do Tocantins (d)	-	-	13.275	-
Outros	14.691	15.490	3.084	3.979
Total	**181.441**	**155.754**	**29.525**	**32.177**

(a) Refere-se, em sua maioria, a juros sobre parcelamentos de contas de energia elétrica e atualização monetária de contas de energia elétrica em atraso.
(b) De acordo com o Artigo 3º da Medida Provisória nº 466 de 29/7/2009, convertida em Lei nº 12.111 de 9/12/2009, o reembolso dos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, deve considerar a apropriação dos custos relativos à contratação de energia e de potência associada, geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos e impostos do Setor Elétrico e aos investimentos realizados, além de ser considerado, como forma de reembolso, os demais custos diretamente associados à prestação dos serviços de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala, conforme especificados na Lei. Conforme permitido, a Controlada CELPA pode diferir estes custos e pleitear por meio de revisão tarifária, cabendo a ANEEL, homologar os custos apresentados e definir os critérios de ressarcimento.
(c) Refere-se às desativações relativas as UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao ativo intangível ou realização.
(d) Refere-se ao Convênio 028/2008 firmado entre a Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS e o Governo do Estado do Tocantins para a implementação de 125km de linhas de transmissão interligando Tocantinópolis a Xambioá.

16. PARTES RELACIONADAS

A Companhia e suas controladas adotam práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação. A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos decisórios da Companhia e suas controladas, conforme regras previstas nos Estatutos Sociais. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os do grupo.
As operações celebradas pela Companhia e suas controladas com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos, condições e do restrito interesse da Companhia e suas controladas em sua realização.
O Acordo de Acionistas firmado entre o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço ("FI-FGTS"), representado pela Caixa Econômica Federal (CEF), a DENERGE - Desenvolvimento Energético S.A. ("DENERGE") e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EEVP"), ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia.
A Administração da Companhia e de suas Controladas acompanham esses limites operacionais, como forma de monitoramento e remediação com o FI-FGTS, quando necessário.
Em 31/12/2011, a Companhia e algumas das Controladas atingiram o limite operacional de captações para novas operações e/ou não atenderam o indicador de Dívida líquida/(Dívida líquida + Patrimônio líquido) menor que 0,55. As captações posteriores ao não atendimento dos limites e indicadores foram efetuadas após obtenção de anuência do FI-FGTS. Os demais limites e indicadores operacionais do acordo foram atendidos.

16.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

				Companhia
		Exercício findo em:		
	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010	
TRANSAÇÕES DE MÚTUOS				
Receitas financeiras	-	58.493	80.833	
Despesas financeiras	-	(57.104)	(50.543)	
SALDOS ATIVOS				
Circulante				
Dividendos:				
Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Controlada	1.063	-	
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Controlada	5.524	3.640	
Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	Controlada	687	2.180	
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Controlada	6.012	-	
Rede Power do Brasil S.A.	Controlada	6.248	18.829	
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Controlada	6.744	8.046	
Emp. de Distribuição de Energia Vale Paranapanema - EDEVP	Controlada	1.540	-	
Emp. Energética do Estado do Mato Grosso do Sul - ENERSUL	Controlada	13.011	-	
Subtotal		**40.829**	**32.695**	
Juros sobre capital próprio:				
Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Controlada	1.468	479	
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Controlada	11.457	8.647	
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Controlada	7.614	1.986	
Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	Controlada	-	582	
Emp. de Distribuição de Energia Vale Paranapanema - EDEVP	Controlada	1.020	850	
Emp. Energética do Estado do Mato Grosso do Sul - ENERSUL	Controlada	-	5.113	
Subtotal		**21.559**	**17.657**	
Total		**62.388**	**50.352**	

				Companhia
	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010	
SALDOS ATIVOS				
Não circulante				
Valores a recuperar:				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A - EEVP	Controladora direta	673	673	
Denerge Desenvolvimento Energético S.A	Controladora relativa	47	89	
Caiuá Distribuição de Energia S.A	Controlada	515	38	
		1.235	**800**	
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a):				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A - EEVP	Controladora direta	295.325	259.381	
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	Controladora relativa	76.917	67.555	
		372.242	**326.936**	
Conta corrente (b):				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A - EEVP	Controladora direta	97.258	112.712	
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	Controladora relativa	14.263	12.870	
		111.521	**125.582**	
Total		**484.998**	**453.318**	

				Companhia
	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010	
SALDOS PASSIVOS				
Não circulante				
Valores a reembolsar:				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP	Controladora direta	38	38	
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Controlada	715	715	
Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	Controlada	29	29	
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Controlada	1.124	1.124	
Tangará Energia S.A.	Controlada	-	154	
Rede Comercializadora de Energia S.A.	Controlada	262	262	
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Controlada	9	9	
Rede Power do Brasil S.A.	Controlada	-	9	
		2.177	**2.340**	
Conta corrente (b):				
Rede Power do Brasil S.A.	Controlada	12.467	24.391	
Rede Comercializadora de Energia S.A.	Controlada	18.023	7.133	
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Controlada	1.610	-	
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	Controlada	9.744	-	
		41.844	**31.524**	
Conta corrente 31/12/2006 (c):				
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB	Controlada	173.385	157.938	
Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Controlada	64.775	59.004	
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	Controlada	22.458	20.457	
		260.618	**237.399**	
Contrato de venda e compra de ações (d):				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP	Controladora direta	119.168	134.568	
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	Controladora relativa	57.788	51.244	
		176.956	**185.812**	
Assunção de dívida e cessão de créditos (e):				
Tangará Energia S.A.	Controlada	33.933	-	
		33.933	**-**	
Total		**515.528**	**457.075**	

				Consolidado
		Exercício findo em:		
	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010	
TRANSAÇÕES (MÚTUOS)				
Receitas financeiras	-	59.232	45.707	
Despesas financeiras	-	(23.823)	(25.862)	
SALDOS ATIVOS		**31/12/2011**	**31/12/2010**	
Não circulante				
Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a):				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	Controladora direta	295.325	259.381	
Denerge Desenvolvimento Energético S.A	Controladora relativa	76.917	67.555	
		372.242	**326.936**	
Conta corrente (b):				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	Controladora direta	97.258	112.712	
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	Controladora relativa	16.752	15.137	
.....		**114.010**	**127.849**	
Contrato de venda e compra de ações (d):				
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	Controladora relativa	3.831	3.366	
		3.831	**3.366**	
Outros ativos	Coligadas	728	1.654	
Total		**490.811**	**459.805**	
SALDOS PASSIVOS				
Não circulante				
Conta corrente (b):				
Rede Peixe Energia S.A.	Coligada	210	226	
		210	**226**	
Contrato de venda e compra de ações (d):				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	Controladora direta	119.168	134.568	
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	Controladora relativa	57.788	51.244	
		176.956	**185.812**	
Outros passivos	Coligadas	371	847	
Total		**177.537**	**186.885**	

(a) Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças
Como parte do processo de reorganização societária a Companhia, por meio de instrumento particular de assunção de dívidas, cessão de créditos e outras avenças de 31/3/2006, assumiu as dívidas e os créditos a receber perante terceiros, empresas controladas e instituição financeira existentes nas empresas controladoras EEVP no valor de R$ 140.689 e Denerge no valor de R$ 31.575.
O saldo apurado neste contrato deverá ser quitado no prazo máximo de até dez anos, devidamente atualizado pelo CDI acrescido de juros de 2% a.a., vencendo em 31/12/2016.
Em 29/12/2006 a Companhia assumiu, por meio de instrumento particular de assunção de dívidas e outras avenças, a dívida da QMRA Participações S.A. junto ao BNDES no valor de R$ 101.408 a ser quitada em 60 parcelas mensais com carência de 36 meses vencendo a 1ª parcela em 30/12/2009.
Em dezembro/2006 este contrato foi repactuado adotando-se as mesmas condições da renegociação dos contratos junto ao BNDES.
Forma de Pagamento:
• 6,3% em 40 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2006.
• 93,7% em 05 parcelas trimestrais, com vencimento da 1ª parcela para 15/12/2007.
• Remuneração TJLP mais 2 % a.a.
(b) Conta corrente
• Contrato Multilateral de Mútuo entre as Holdings e Demais Empresas
Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as empresas do Grupo Rede que na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso.
A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 24 meses, vencendo em 30/10/2013, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.
• Contrato Multilateral de Mútuo entre as Geradoras e Não Concessionárias (Mutuantes) e as Distribuidoras (Mutuarias)
As empresas Geradoras e Não Concessionárias (mutuantes) darão em empréstimos, recursos financeiros dentro dos limites para o saldo credor estabelecidos no contrato, às Distribuidoras (mutuarias), na medida de suas necessidades de forma sucessiva e contínua, com remuneração sobre o saldo devedor calculado com base em 100% do CDI.
Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor, as Distribuidoras, por sua vez, somente poderão realizar operações de conta corrente na condição de tomadoras dos empréstimos perante as Geradoras e Não Concessionárias.
As mutuantes podem realizar operações de empréstimos financeiros entre si.
A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses, vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.
Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 7º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013.
Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.
• Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras
Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as Distribuidoras que na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, dentro dos limites para o saldo credor estabelecidos no contrato.
A Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA foi incluída no contrato na condição de mutuaria, somente podendo receber recursos das demais distribuidoras.
A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.
Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 5º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013.
Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.
(c) Conta corrente 31/12/2006
Refere-se à consolidação e repactuação dos saldos dos contratos denominados "Conta Corrente até 31/8/2004" que seriam pagos em 120 meses com carência de 18 meses e remunerados a taxa de 100% CDI e do contrato denominado "Conta Corrente após 1/9/2004" que permitia a movimentação financeira entre empresas do grupo com remuneração de CDI mais 2% de juros a.a., com prazo de vencimento de 24 meses, repactuados nas seguintes condições:
• Carência de 24 meses
• Prazo 86 meses
• Remuneração 100% CDI mais 2% Juros a.a.
Esta repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 181 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 29/1/2007.
Em fevereiro de 2008, por meio do 1º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Repactuação de Dívida de Mútuo, foi repactuado a remuneração do contrato passando a ser de 100% do CDI a partir do saldo de devedor em 31/12/2007. Esta repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 709 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 22/2/2008.
(d) Contrato venda e compra de ações
Como parte do processo de reorganização societária a Companhia adquiriu e alienou participações societárias por meio de instrumentos particulares de venda e compra de ações conforme abaixo:
• Denerge Desenvolvimento Energético S.A.
Alienação:
Rede Peixe Energia S.A: 60 parcelas mensais e sucessivas com carência de três anos vencendo a 1ª parcela em 3/4/2009 acrescidas de 100% do CDI mais 2% a.a. no valor de R$ 9.973.
Aquisição:
Rede Comercializadora de Energia S.A no valor de R$ 46.126 e Rede Eletricidade e Serviços S.A no valor de R$ 19.370: Entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/6/2006; 30/6/2007 e 30/6/2008 e mais 84 parcelas mensais vencendo a 1ª em 30/7/2008 todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a.
• Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.
Aquisição:
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.: Entrada em 3 parcelas anuais com vencimentos em 30/6/2006; 30/6/2007 e 30/6/2008 e mais 84 parcelas mensais vencendo a 1ª em 30/7/2008 todas acrescidas de 100% CDI mais 2% a.a. no valor de R$ 118.496.
(e) Assunção de dívida e cessão de créditos
Refere-se ao saldo apurado no Instrumento Particular de Assunção de Dívida e Cessão de Créditos celebrado entre a Rede Energia S.A e a Tangará Energia S.A. no montante original de R$ 33.933, atualizados pela variação do CDI.

16.2. Remuneração dos Administradores
A remuneração total dos administradores da Companhia, para o exercício findo em 31/12/2011 foi de R$ 2.415 (R$ 2.032 no exercício findo em 31/12/2010), que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo.
Nos exercícios findos em 2011 e 2010 não houve benefícios de longo prazo, de rescisão de contrato de trabalho nem remuneração baseada em ações.

16.3. Compartilhamento de Infraestrutura
Atualmente as empresas do Grupo Rede Energia compartilham as atividades, equipamentos e instalações, de modo que as despesas são repassadas para as empresas por meio de contratos e aditamentos devidamente aprovados pela ANEEL por meio de despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira quando necessário.
• Compartilhamento de aeronave: Instrumento Particular de Contrato de Uso Compartilhado de Aeronaves e Outras Avenças firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL no qual todas as despesas incorridas na manutenção e operação são apuradas e suportadas na Caiuá Distribuição, detentora da aeronave, e repassadas mensalmente às demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é indeterminada e possui anuência da ANEEL através do Ofício nº 1.955/2003.
• Compartilhamento de escritório comercial em Brasília: Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes ao escritório são apurados e suportados pela EDEVP e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/7/2013 e possui anuência da ANEEL através do Despacho nº 1.812/2010.
• Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação: Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R$ 39 referentes a infra-estrutura de telefonia e comunicação são suportados pela Caiuá Distribuição e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 28/8/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL através do Ofício nº 1.706/2007 e nº 994/2009.

• **Compartilhamento de link de dados**:
a. Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS e CEMAT, no qual os custos mensais estimados de R$ 13 referentes ao link de dados são suportados pela CEMAT e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 16/4/2012 e foi dispensada a anuência da ANEEL através do Ofício nº 920/2008.
b. Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE e CFLO, no qual os custos mensais estimados de R$ 46 referentes ao link de dados são suportados pela Caiuá Distribuição e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 28/8/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.706/2007.
c. Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS CEMAT e CELPA, no qual os custos mensais estimados de R$ 23, referentes ao link de dados, são suportados pelas Companhias Caiuá Distribuição, EDEVP e EEB e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/1/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL através do Ofício nº 342/2008.

• **Compartilhamento de infraestrutura para os processos de faturamento e arrecadação em Bragança Paulista:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes aos processos de faturamento e arrecadação são apurados e suportados pela EEB e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 8/3/2013 e possui dispensa de anuência da ANEEL através do inciso IV, do artigo 3º da Resolução nº 334/2008.

Segue abaixo a relação dos gastos com compartilhamento e infraestrutura por Companhia:

Objeto do contrato	CELPA	CEMAT	CELTINS	ENERSUL	CAIUÁ	EDEVP	CNEE	EEB	CFLO	Total
Uso compartilhado de aeronaves	1.408	1.196	294	779	261	182	125	162	63	**4.470**
Compartilhamento de escritório comercial em Brasília	58	49	12	32	11	8	5	7	3	**185**
Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação	124	105	26	68	23	16	11	14	5	**392**
Compartilhamento de link de dados (CEMAT)	-	15	4	-	3	2	1	2	1	**28**
Compartilhamento de link de dados (Caiuá)	-	-	-	-	4	3	2	2	1	**12**
Compartilhamento de link de dados (Caiuá-EDEVP-EEB)	6	5	1	-	1	1	1	1	-	**16**
Compartilhamento da infraestrutura para os processos de faturamento e arrecadação em Bragança Paulista	52	76	31	21	10	4	4	4	4	**206**
Total	**1.648**	**1.446**	**368**	**900**	**313**	**216**	**149**	**192**	**77**	**5.309**

17. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Bradesco - CDB	-	173
Banco do Brasil - CDB	-	200
Caixa Econômica Federal - FI Caixa (a)	-	37.825
Outros	208	8
Total	**208**	**38.206**

(a) Refere-se a valor na Caixa Econômica Federal - FI Caixa, sendo destinado a investimentos em linhas de distribuição.

18. INVESTIMENTOS

18.1. Composição dos Investimentos

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Participações em controladas	2.340.347	2.972.891	-	-
Outros investimentos	506	488	36.602	34.370
(-) Perda no valor recuperável (a)	-	-	(19.508)	-
Total	**2.340.853**	**2.973.379**	**17.094**	**34.370**

(a) Parte das geradoras termelétricas operadas pela Controlada CELPA para a geração de energia elétrica, foram desativadas quando da interligação do sistema "Tramoeste". Esses equipamentos foram desativados e transferidos como "propriedade para investimentos", de acordo com a Deliberação CVM nº 584/2009, mantidos para auferir aluguel ou para valorização do capital. A Administração fez uma nova avaliação do estado físico e o local onde se encontram esses equipamentos e, em atendimento a Deliberação CVM nº 639/2010, decidiu registrar uma provisão para perda no valor recuperável (*impairment*) no montante de R$ 19.508 em 31/12/2011.

18.2. Resultado de equivalência patrimonial

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Controlada				
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	5.107	1.973	-	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	7.484	6.725	-	-
Companhia Força e Luz do Oeste	2.807	12.762	-	-
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	16.599	24.338	-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	49.344	4.993	-	-
QMRA Participações S.A.	(571.339)	(114.048)	-	-
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	(39.546)	(12.510)	-	-
Tangará Energia S.A.	(1.388)	(4.567)	-	-
Rede Power do Brasil S.A.	50.466	16.696	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	(46.874)	(13.373)	-	-
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	9.581	10.026	-	-
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	76.876	32.101	-	-
Rede Comercializadora de Energia S.A.	(45.508)	(5.970)	-	-
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1.372	2.136	-	-
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	21	637	-	-
Subtotal	**(484.998)**	**(38.081)**	**-**	**-**
Amortização de ágio	(9.383)	(9.383)	(14.569)	(14.211)
Total	**(494.381)**	**(47.464)**	**(14.569)**	**(14.211)**

18.3. Investimentos relevantes avaliados pelo método da equivalência patrimonial

						31/12/2011
	Ações Possuídas (em milhares)		Participação no	Capital	Patrimônio	Lucro (Prejuízo)
Investidas	Ordinárias	Preferenciais	Capital Integralizado	Realizado	Líquido	Líquido do Período
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	932	140	91,45%	40.948	78.019	5.584
Companhia Nacional de Energia Elétrica	1.927	407	98,69%	28.000	80.923	8.769
Companhia Força e Luz do Oeste	135.673	202.819	97,70%	11.500	31.869	2.873
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	192.632	-	50,86%	194.367	583.983	38.860
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	25.365	22.078	39,92%	710.196	1.277.158	146.884
QMRA Participações S.A.	2.408.385	-	100,00%	1.185.838	301.827	(571.339)
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	6.061	391	10,11%	518.932	500.497	(391.162)
Tangará Energia S.A.	48.271	30.000	100,00%	48.271	63.340	(1.388)
Rede Power do Brasil S.A.	97	-	99,98%	70.000	137.669	50.477
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	111.651	-	100,00%	111.267	7.120	(46.874)
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	115.905	-	100,00%	115.905	127.015	10.781
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	35.155.270	-	60,16%	533.468	788.244	151.795
Rede Comercializadora de Energia S.A.	1	-	99,60%	500	(52.256)	(45.691)
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1	-	99,50%	1.310	3.657	1.380
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	15	-	60,48%	25.438	21.233	34

						31/12/2010
	Ações Possuídas (em milhares)		Participação no	Capital	Patrimônio	Lucro (Prejuízo)
Investidas	Ordinárias	Preferenciais	Capital Integralizado	Realizado	Líquido	Líquido do Período
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	932	140	91,45%	40.948	72.435	2.157
Companhia Nacional de Energia Elétrica	1.927	407	98,69%	28.000	74.417	7.415
Companhia Força e Luz do Oeste	135.673	202.819	97,70%	11.500	29.699	13.763
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	192.632	-	50,86%	189.367	555.328	58.652
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	25.365	22.078	39,92%	710.196	1.168.610	18.605
QMRA Participações S.A.	2.408.385	-	100,00%	1.185.838	871.484	(114.048)
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	6.061	391	10,11%	518.932	891.659	(100.735)
Tangará Energia S.A.	48.271	30.000	100,00%	48.271	65.953	(4.567)
Rede Power do Brasil S.A.	97	-	99,98%	65.178	139.546	16.700
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	111.651	-	100,00%	111.267	53.994	(13.373)
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	115.905	-	100,00%	115.905	118.974	11.025
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	35.155.270	-	60,16%	533.468	777.601	85.394
Rede Comercializadora de Energia S.A.	1	-	99,60%	500	(6.564)	(5.994)
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1	-	99,50%	630	2.606	2.147
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	15	-	60,48%	25.438	25.653	1.053

18.4. Movimentação dos investimentos

	Saldo em 31/12/2010	Adição Incorporações AFAC	Equivalência Patrimonial	Amortização do Ágio	Dividendos	Saldo em 31/12/2011
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	66.242	-	5.107	-	-	71.349
Companhia Nacional de Energia Elétrica	73.442	-	7.484	-	(1.063)	79.863
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	282.299	-	16.599	-	(1.884)	297.014
Companhia Força e Luz do Oeste	29.016	-	2.807	-	(687)	31.136
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT (*)	582.352	-	49.344	(4.440)	(6.012)	621.244
QMRA Participações S.A. (*)	940.572	1.681	(571.339)	(3.948)	-	366.966
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	90.147	-	(39.546)	-	-	50.601
Tangará Energia S.A.	65.952	(1.224)	(1.388)	-	-	63.340
Rede Comercializadora de Energia S.A. (*)	23.381	-	(45.508)	-	-	(22.127)
Rede Power do Brasil S.A.	139.518	-	50.466	-	(52.343)	137.641
Rede de Eletricidade e Serviço S.A. (*)	16.697	-	1.372	-	(326)	17.743
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	53.994	-	(46.874)	-	-	7.120
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. (*)	124.361	-	9.581	(995)	(1.540)	131.407
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	17.115	(4.294)	21	-	-	12.842
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	467.805	-	76.876	-	(70.473)	474.208
Outros	486	20	-	-	-	506
Total	**2.973.379**	**(3.817)**	**(484.998)**	**(9.383)**	**(134.328)**	**2.340.853**

(*) Investimentos acrescidos de ágio.

Para mais informações sobre os investimentos, vide nota explicativa 7.1 - Informações sobre ativos, passivos e resultados por segmentos reportável.

18.5. Controlada Tangará Energia S.A.

Em 27/9/2011 a Companhia celebrou com a Translead Empreendimentos e Incorporações Ltda. o Instrumento Particular de Compromisso de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (Compromisso), tendo por objeto a alienação da totalidade da sua participação acionária na Tangará Energia S.A., sujeito ao cumprimento de condições precedentes. A transferência das ações foi anuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 3.239 de 6/12/2011.

Em virtude da não verificação de todas as condições precedentes previstas dentro do prazo contratualmente previsto, a alienação da referida participação acionária não se efetivou, consequentemente, a Administração da Companhia decidiu manter o investimento na Controlada Tangará, reclassificando assim os saldos das rubricas "Ativos não-correntes a venda" e "Passivos sobre ativos não-correntes a venda" para suas rubricas de origem.

19. IMOBILIZADO

A mutação do ativo imobilizado das controladas está demonstrado da seguinte forma:

					Consolidado
	31/12/2010	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2011
Em serviço:					
Custo					
Não vinculadas a concessão	261.179	5	(15.786)	428	245.826
Total do custo	**261.179**	**5**	**(15.786)**	**428**	**245.826**
(-) Depreciação					
Não vinculadas a concessão	(42.285)	(8.762)	4.517	-	(46.530)
Total da depreciação	**(42.285)**	**(8.762)**	**4.517**	**-**	**(46.530)**
Total em serviço	**218.894**	**(8.757)**	**(11.269)**	**428**	**199.296**
Em Curso:					
Não vinculadas a concessão	627	50	(50)	(428)	199
Total em curso	**627**	**50**	**(50)**	**(428)**	**199**
Total	**219.521**	**(8.707)**	**(11.319)**	**-**	**199.495**

Por natureza a composição dos bens do ativo imobilizado das controladas está demonstrado abaixo:

			Consolidado	
			31/12/2011	31/12/2010
	Custo	(-) Depreciação acumulada	Imobilizado líquido	Imobilizado líquido
Em serviço:				
Terrenos	3.376	-	3.376	3.376
Reservatórios, barragens e adutoras	74.069	(12.768)	61.301	62.869
Edificações, obras civis e benfeitorias	25.288	(4.615)	20.673	21.236
Máquinas e equipamentos	139.992	(27.514)	112.478	117.679
Veículos	1.705	(798)	907	871
Móveis e utensílios	940	(464)	476	122
Não vinculadas a concessão	456	(371)	85	12.741
Subtotal	**245.826**	**(46.530)**	**199.296**	**218.894**
Em curso:				
Reservatórios, barragens e adutoras	44	-	44	44
Veículos	-	-	-	378
Móveis e utensílios	90	-	90	90
Outros	65	-	65	115
Subtotal	**199**	**-**	**199**	**627**
Total	**246.025**	**(46.530)**	**199.495**	**219.521**

Para as taxas médias de depreciação, vide nota explicativa nº 20.1.

20. ATIVO INTANGÍVEL

20.1. Ativo Financeiro e Ativo Intangível do contrato de concessão

Os bens relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo intangível líquido e ativo financeiro e estão representados como segue:

	Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Ativo financeiro	1.895.364	1.462.365
Ativo intangível	5.248.483	5.124.355
Total	**7.143.847**	**6.586.720**

A mutação dos bens da concessão, representados pelo ativo intangível e ativo financeiro está demonstrada abaixo:

					Consolidado
	31/12/2010	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2011
Em serviço:					
Custo					
Geração	46.887	-	(7.848)	8.668	47.707
Distribuição	11.344.137	7.926	(292.879)	1.550.322	12.609.506
Comercialização	65.944	21	(42)	487	66.410
Administração	473.051	149	(8.331)	49.809	514.678
Não vinculadas a concessão	1.333	3.227	(1.569)	-	2.991
Subtotal	**11.931.352**	**11.323**	**(310.669)**	**1.609.286**	**13.241.292**
(-) Obrigações vinc. à concessão	(2.508.008)	(2.972)	5.515	(348.647)	(2.854.112)
Total do custo	**9.423.344**	**8.351**	**(305.154)**	**1.260.639**	**10.387.180**
(-) Amortização					
Geração	(16.223)	(1.979)	2.796	(141)	(15.547)
Distribuição	(3.533.841)	(538.771)	82.271	(135)	(3.990.476)
Comercialização	(27.855)	(4.954)	1	(57)	(32.865)
Administração	(272.162)	(39.455)	6.580	333	(304.704)
Não vinculadas a concessão	(1.029)	(324)	-	-	(1.353)
Subtotal	**(3.851.110)**	**(585.483)**	**91.648**	**-**	**(4.344.945)**
Obrigações vinc. à concessão	286.686	117.587	(1.397)	-	402.876
Total da amortização	**(3.564.424)**	**(467.896)**	**90.251**	**-**	**(3.942.069)**
Total em serviço	**5.858.920**	**(459.545)**	**(214.903)**	**1.260.639**	**6.445.111**
Em Curso:					
Geração	5.436	7.817	(428)	(8.724)	4.101
Distribuição	1.595.218	1.459.311	(70.139)	(1.525.575)	1.458.815
Comercialização	245	756	(89)	(450)	463
Administração	73.763	68.734	(5.608)	(74.537)	62.352
Subtotal	**1.674.662**	**1.536.618**	**(76.264)**	**(1.609.286)**	**1.525.731**
(-) Obrigações vinc. à concessão	(946.862)	(355.623)	126.843	348.647	(826.995)
Total em curso	**727.800**	**1.180.995**	**50.579**	**(1.260.639)**	**698.736**
Total	**6.586.720**	**721.450**	**(164.324)**	**-**	**7.143.847**

Os bens referentes aos contratos de concessão estão constituídos em termos da natureza dos ativos que os compõe:

						Consolidado
			31/12/2011		31/12/2010	
			Valor líquido		Valor líquido	
	Custo	(-) Amortização acumulada	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível	Ativo financeiro
Em serviço:						
Terrenos	52.304	-	-	52.304	-	52.563
Reservatórios, barragens e adutoras	534	(241)	40	254	124	665
Edificações, obras civis e benfeitorias	318.622	(129.459)	124.960	64.204	122.995	53.760
Máquinas e equipamentos	12.507.413	(4.012.726)	6.417.072	2.077.615	6.069.335	1.658.934
Veículos	140.974	(64.313)	75.483	1.179	54.867	42
Móveis e utensílios	32.596	(23.682)	8.071	842	8.813	354
Servidões (a)	35.271	(2)	691	34.577	5.427	13.926
Softwares (b)	151.922	(114.248)	26.876	10.797	38.059	377
Não vinculadas a concessão	1.656	(274)	1.382	-	-	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(2.854.112)	402.876	(2.104.828)	(346.408)	(1.903.065)	(318.256)
Subtotal	**10.387.180**	**(3.942.069)**	**4.549.747**	**1.895.364**	**4.396.555**	**1.462.365**
Em curso:						
Terrenos	1.459	-	1.459	-	1.919	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.439	-	16.439	-	5.555	-
Máquinas e equipamentos	1.110.390	-	1.110.390	-	1.175.809	-
Veículos	4.148	-	4.148	-	19.816	-
Móveis e utensílios	1.295	-	1.295	-	1.585	-
Material em depósito	226.835	-	226.835	-	260.758	-
Servidões (a)	10.762	-	10.762	-	8.186	-
Softwares (b)	52.905	-	52.905	-	50.322	-
Outros	101.498	-	101.498	-	150.712	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(826.995)	-	(826.995)	-	(946.862)	-
Subtotal	**698.736**	**-**	**698.736**	**-**	**727.800**	**-**
Total	**11.085.916**	**(3.942.069)**	**5.248.483**	**1.895.364**	**5.124.355**	**1.462.365**

(a) Servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão das Controladas e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como estas têm vida útil indefinida não são amortizados, apenas sujeitos a teste de recuperabilidade econômica anualmente.
(b) *Softwares*: são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de *softwares*. Tais itens são amortizados linearmente.
O intangível em curso de contratos de concessão, refere-se substancialmente às obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Incluem itens incorporados por meio de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são imateriais.
O arrendamento financeiro reconhecido na transição da Lei nº 11.638/2007 encontra-se totalmente depreciado.

Por atividade, os bens que compõe o ativo intangível dos contratos de concessão são constituídos da seguinte forma:

							Consolidado	
							31/12/2011	31/12/2010
	Taxas médias de amortização (*)	Custo	(-) Ativo financeiro líquido	(-) Amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço:								
Geração	4,23%	47.707	(9.332)	(15.547)	22.828	(254)	22.574	22.275
Distribuição	4,48%	12.609.506	(1.824.289)	(3.990.476)	6.794.741	(2.452.120)	4.342.621	4.178.215
Comercialização	7,50%	66.410	(11.894)	(32.865)	21.651	1.650	23.301	25.172
Administração	8,08%	514.678	(49.825)	(304.704)	160.149	(512)	159.637	170.613
Não vinculadas a concessão	3,73%	2.991	(24)	(1.353)	1.614	-	1.614	280
Subtotal		**13.241.292**	**(1.895.364)**	**(4.344.945)**	**7.000.983**	**(2.451.236)**	**4.549.747**	**4.396.555**
Em curso:								
Geração		4.101	-	-	4.101	-	4.101	5.411
Distribuição		1.458.815	-	-	1.458.815	(826.920)	631.895	648.456
Comercialização		463	-	-	463	(55)	408	191
Administração		62.352	-	-	62.352	(20)	62.332	73.742
Subtotal		**1.525.731**	**-**	**-**	**1.525.731**	**(826.995)**	**698.736**	**727.800**
Total		**14.767.023**	**(1.895.364)**	**(4.344.945)**	**8.526.714**	**(3.278.231)**	**5.248.483**	**5.124.355**

(*) A taxa média é calculada considerando a despesa de amortização do exercício dividida pelo saldo médio anual do intangível.

As taxas de depreciação e amortização são determinadas com base nas principais taxas anuais de depreciação e amortização por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 367/2009, sendo as seguintes:

	Taxas anuais de depreciação e amortização (%)		Taxas anuais de depreciação e amortização (%)
Distribuição		**Comercialização**	
Banco de capacitores	5,00 - 6,70	Equipamento geral	10,00
Chave de distribuição	3,30 - 6,70	Edificações	4,00
Condutor do sistema	2,50 - 5,00		
Estrutura do sistema	2,50 - 5,00		
Regulador de tensão	3,50 - 4,80	**Administração central**	
Transformador de distribuição	5,00	Veículos	20,00
		Equipamento geral	10,00

Dos bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26/2/1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

A partir de 1/1/2007, as Obrigações Vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 8/2/2007, 15/2/2007 e 27/6/2007, respectivamente. Nessas legislações ficou determinado que:

• As baixas do ativo intangível, de bens ou empreendimentos que tenham sido total ou parcialmente constituídos com recursos de terceiros, devem ser refletidas nas Obrigações Vinculadas, de forma a anular os efeitos no resultado do exercício, quando do encerramento da Ordem de Desativação - ODD.

Para fins de baixa dos recursos registrados nas Obrigações Vinculadas, deve ser identificado e utilizado o percentual que o bem ou empreendimento baixado representa em relação ao ativo intangível em serviço da respectiva atividade.

• Os valores registrados nas Obrigações Vinculadas passaram a ser objeto de cálculo de Reintegração - Depreciação e registrados contabilmente de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. O prazo de início da apuração da depreciação acumulada deve ser a partir do 2º ciclo da revisão tarifária.

Para a apuração do valor da reintegração, deve ser utilizada a taxa média de amortização do ativo intangível da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das Obrigações Vinculadas.

A Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31/10/2006, estabeleceu os conceitos gerais, as metodologias e os procedimentos iniciais para a realização do 2º ciclo de revisão tarifária periódica de suas controladas.

Desde 1/1/1996, essas obrigações não estão sendo mais atualizadas pelos efeitos da inflação, tendo a seguinte composição:

						Consolidado
	Ativo intangível		Ativo financeiro		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Participação do consumidor	(1.003.328)	(663.193)	(79.675)	(77.101)	(1.083.003)	(740.294)
Participação da União	(41.154)	(45.166)	(18.242)	(16.480)	(59.396)	(61.646)
Participação do Estado	(103.282)	(110.301)	(54.585)	(54.560)	(157.867)	(164.861)
Participação dos Municípios	(73.142)	(72.325)	(7.134)	(6.585)	(80.276)	(78.910)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(209.103)	(219.933)	(29.872)	(29.753)	(238.975)	(249.686)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(38)	(53)	(6)	(6)	(44)	(59)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.704)	(4.170)	(516)	(513)	(5.220)	(4.683)
Universalização do serviço público de energia elétrica	(1.616.471)	(1.593.754)	(156.364)	(133.245)	(1.772.835)	(1.726.999)
Outros	(2.561)	(141.032)	(14)	(14)	(2.575)	(141.046)
Total	**(3.053.783)**	**(2.849.927)**	**(346.408)**	**(318.257)**	**(3.400.191)**	**(3.168.184)**

Reavaliação

Em atendimento à Deliberação CVM nº 183/1995, item 15, a Companhia e suas Controladas procederam a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do ativo intangível e financeiro.

A reavaliação abrangeu as usinas hidrelétricas, usinas térmicas, linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

A Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29/7/2005 aprovou a nomeação das empresas especializadas Moore Stephens Lima Lucchesi Auditores Independentes e Stima Engenharia Ltda. e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, em que constam os novos valores dos bens do ativo intangível e financeiro na data-base de 31/5/2005, conforme detalhado a seguir:

	Laudo de reavaliação	Valor residual	Incremento (redução)
Geração	11.851	4.011	7.840
Distribuição	274.534	162.182	112.352
Comercialização	4.691	3.665	1.026
Administração	5.955	2.637	3.318
Transmissão	335	69	266
Total de incremento ao ativo intangível	**297.366**	**172.564**	**124.802**
Impostos diferidos			(41.280)
Reavaliações anteriores			390.719
Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciáveis			(4.993)
Equivalência patrimonial sobre nova reavaliação			423.257
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação e baixas)			(520.301)
Reserva de reavaliação registrada no patrimônio líquido em 31/12/2011			**372.204**

O efeito no resultado oriundo das depreciações, baixas e alienações no Consolidado em 31/12/2011 foi de R$ 39.584 (R$ 25.408 em 31/12/2010).

Custo atribuído

A controlada Tangará Energia S.A. utilizou o custo atribuído para seu ativo imobilizado, impactando em 1/1/2009 da seguinte forma:

Ativo imobilizado	Valor contábil líquido	Valor justo	Mais Valia
Terrenos	615	1.743	1.128
Reservatórios, Barragens e Adutoras	62.905	66.004	3.099
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	21.312	22.362	1.050
Máquinas e Equipamentos	83.275	123.869	40.594
Outros	82	243	161
Total do imobilizado em serviço	**168.189**	**214.221**	**46.032**
Imobilizado em curso	130	130	-
Total do imobilizado	**168.319**	**214.351**	**46.032**
Impostos diferidos			(15.651)
Realização do custo atribuído líquida de impostos diferidos			(3.028)
Saldo custo atribuído em 31/12/2011			**27.353**

O efeito no resultado oriundo das depreciações, baixas e alienações na Companhia em 31/12/2011 foi de R$ 1.004 (R$ 1.012 em 31/12/2010).

Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31/12/2011, as Controladas procederam ao teste de recuperabilidade econômica dos ativos intangível e financeiro dos contratos de concessão de acordo com o CPC 01 (R1) - Redução ao valor recuperável de ativos. O ativo intangível foi testado com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa para o período de vigência da concessão. O ativo financeiro, resultante da adoção do OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Para as projeções do modelo de fluxo de caixa, utilizou-se as seguintes principais premissas:

• Relação histórica entre o crescimento da energia vendida (MWh) e o da economia, dado pelo PIB;

• Para o cenário econômico futuro e variáveis macroeconômicas, utilizou-se estudos desenvolvidos por meio de modelos econométricos e outros dados de mercado disponíveis;

• Os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente por meio de uma taxa média, representativa do custo médio ponderado de capital.

Os valores apurados no teste acima citado, mostraram-se suficientes para a cobertura dos ativos intangível e financeiro.

20.2. Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica

A ANEEL, através da resolução nº 223 de 29/4/2003, com as alterações contidas na Resoluções nº 52 de 25/3/2004, nº 73 de 9/7/2004, nº 79 de 30/8/2004 e nº 175 de 28/11/2005 alterada pela Resolução nº 365 de 19/5/2009, estabeleceu as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com as alterações contidas na Lei nº 10.762, de 11/11/2003 e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, no atendimento à parcela da população localizada nas áreas urbanas e rurais, que não tinham acesso a esse serviço público.

Ainda com o objetivo de promover a universalização do acesso à energia elétrica, o Governo Federal iniciou em 2003, por força do Decreto Presidencial nº 4.873, de 11/11/2003, o Programa Luz para Todos, com o objetivo de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. A partir dessa data todas as solicitações para o atendimento de novas ligações na área urbana com a carga instalada até 50 kW, em qualquer município da concessão passaram a ser atendidas pela Concessionária sem custo para o consumidor. Em função do crescimento das demandas em todo o Brasil, o Governo Federal prorrogou o programa até o ano de 2010 através do Decreto nº 6.442 de 25/4/20008. Em 8/7/2011, através do Decreto nº 7.520 instituiu o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "Luz para Todos", para o período de 2011 a 2014, destinado a propiciar o atendimento em energia elétrica à população do meio rural que ainda não possui acesso a esse serviço.

Os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, da Reserva Global de Reversão - RGR, instituída pela Lei nº 5.655 de 20/5/1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, Municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

As Controladas participam dos Programas em vários contratos no total de R$ 4.004.186, para atendimento a 572.952 ligações. Dos contratos já concluídos cujo montante é de R$ 3.499.593, o total já realizado é de R$ 3.681.838 e foram ligados 553.589 consumidores. Dos contratos em andamento no montante de R$ 466.549 serão ligados 19.379 novos consumidores até 31/12/2014.

20.3. Outros ativos intangíveis - líquido

			Consolidado
	Saldo em 31/12/2010	Amortização	Saldo em 31/12/2011
Direito de concessão:			
CEMAT	115.843	(4.441)	111.402
EDEVP	5.387	(994)	4.393
CELPA (QMRA)	209.385	(9.134)	200.251
Subtotal	**330.615**	**(14.569)**	**316.046**
Outros:			
Rede Comercializadora	29.919	-	29.919
Rede Eletricidade e Serviços	14.104	-	14.104
Subtotal	**44.023**	**-**	**44.023**
Total	**374.638**	**(14.569)**	**360.069**

21. FORNECEDORES

		Consolidado
	31/12/2011	31/12/2010
Circulante:		
Suprimento de energia elétrica	491.328	335.751
Energia livre - CCEE	28.935	27.777
Aquisição de combustível	93.181	73.279
Encargos de uso da rede elétrica	23.288	24.381
Materiais e serviços	186.816	150.939
Total circulante	**823.548**	**612.127**
Não circulante:		
Energia livre - CCEE	1.666	5.929
Total não circulante	**1.666**	**5.929**

22. OBRIGAÇÕES FISCAIS

				Companhia
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Obrigações fiscais Federais:				
Contribuição social	-	36	-	-
Subtotal	**-**	**36**	**-**	**-**
Outras obrigações fiscais Federais:				
IRRF	310	543	-	-
IOF	4.505	4.364	-	-
Previdência Social	119	-	-	-
PIS	480	259	-	-
COFINS	2.209	1.192	-	-
Outros	20	87	-	-
Subtotal	**7.643**	**6.445**	**-**	**-**
Parcelamentos:				
Parcelamento Lei nº 11.941/2009 (c) (e)	5.860	3.161	1.821	7.273
PAES	91	49	66	201
Subtotal	**5.951**	**3.210**	**1.887**	**7.474**
Desverticalização de tributos federais (c) (e)	(3.716)	(3.054)	(1.239)	(4.674)
Total de outras obrigações fiscais Federais	**9.878**	**6.601**	**648**	**2.800**
Total de obrigações fiscais Federais	**9.878**	**6.637**	**648**	**2.800**
Total de obrigações fiscais	**9.878**	**6.637**	**648**	**2.800**

				Consolidado
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Obrigações fiscais Federais:				
Imposto de renda	19.588	10.375	-	-
Contribuição social	8.222	7.786	-	-
Subtotal	**27.810**	**18.161**	**-**	**-**
Outras obrigações fiscais Federais:				
IRRF	12.458	7.684	-	-
Previdência social	14.812	12.709	-	-
FGTS	3.378	2.162	175	175
PIS	27.663	24.796	-	-
COFINS	127.251	114.895	-	-
IOF	4.650	4.462	-	-
Outros	2.582	402	-	-
Subtotal	**192.794**	**167.110**	**175**	**175**
Parcelamentos:				
Parcelamento Lei nº 11.941/2009 (c)	134.202	151.307	235.821	394.668
Parcelamento ordinário - PIS (d)	14.041	3.507	42.875	9.810
Parcelamento ordinário - COFINS (d)	64.665	16.020	198.100	45.228
Parcelamento ordinário - CPMF (d)	1.239	1.595	9.046	9.203
Parcelamento ordinário - INSS (b)	232	179	135	406
Subtotal	**214.379**	**172.608**	**485.977**	**459.315**
Desverticalização de tributos federais (c) (e)	(3.716)	(3.054)	(1.239)	(4.674)
Total de outras obrigações fiscais Federais	**403.457**	**336.664**	**484.913**	**454.816**
Total de obrigações fiscais Federais	**431.267**	**354.825**	**484.913**	**454.816**
Obrigações fiscais Estaduais:				
ICMS	316.413	157.765	843	556
Parcelamentos:				
ICMS (a)	147.340	58.256	75.014	57.863
Total de obrigações fiscais Estaduais	**463.753**	**216.021**	**75.857**	**58.419**
Obrigações fiscais Municipais:				
ISS	4.598	2.832	-	-
Total de obrigações fiscais Municipais	**4.598**	**2.832**	**-**	**-**
Total de outras obrigações fiscais	**871.808**	**555.517**	**560.770**	**513.235**
Total de obrigações fiscais	**899.618**	**573.678**	**560.770**	**513.235**

(a) Parcelamentos de ICMS das controladas junto às receitas estaduais com parcelas entre 8 a 100 meses e com vencimento da última ocorrendo em julho de 2016, corrigidas pela Taxa de Juros de Longo Prazo -TJLP, Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC e UFESP.

(b) Refere-se à consolidação de débitos junto ao FNDE no Parcelamento Especial - PAES com vencimentos até 28/2/2003, sobre os quais incidem juros mensais equivalentes à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

(c) Refere-se a saldos remanescentes do Parcelamento Excepcional - PAEX e Dívidas não parceladas anteriormente com vencimentos até 30/11/2008, mantidos junto a Receita Federal do Brasil, Procuradoria Geral da Fazenda Nacional e Previdência Social, em função da adesão da Companhia, em setembro de 2009, às novas modalidades de parcelamentos instituídas pela Lei nº 11.941/2009. O valor de cada prestação será acrescido de juros correspondentes à variação da taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia. Em 29/6/2011, a Companhia concluiu a etapa final da consolidação das modalidades de parcelamento previstas nos artigos 1º e 3º da Lei nº 11.941/2009, com as informações dos montantes de prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social utilizados para a liquidação de multas e juros, indicação dos débitos passíveis de parcelamento e do número de parcelas.

	Companhia Tributos RFB
Saldo consolidado em 31/12/2010	**2.706**
Encargos	4.832
Amortizações	(4.812)
Saldo consolidado em 31/12/2011	**2.726**

	Consolidado Tributos			
	RFB	PGFN	Previdência social	Total
Saldo consolidado em 31/12/2010	**442.663**	**80.174**	**15.410**	**538.247**
Adições	2.041	-	-	2.041
Encargos	16.763	12.003	374	29.140
Reclassificação contábil (*)	(54.524)	-	-	(54.524)
Amortizações	(134.203)	(15.186)	(447)	(149.836)
Saldo consolidado em 31/12/2011	**272.740**	**76.991**	**15.337**	**365.068**

(*) O referido montante foi reclassificado de parcelamento da Lei nº 11.941/09 para parcelamento ordinário.

(d) Parcelamento Ordinário - Parcelamentos concedidos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB - referente saldo devedor de PIS e COFINS do ano corrente, protocolados em 25/11/2009, o qual será pago em 60 parcelas mensais e sucessivas, corrigidas pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia, com o pagamento da primeira parcela em 25/11/2009 e a última está prevista para ser liquidada em 30/10/2014 e CPMF, conforme parecer CDA/PGFN 544/2007, convalidando o parcelamento do tributo segundo as normas da Lei nº 10.522/2002, inclusive sobre aqueles concedidos com base no artigo 8º da MP 303/2006.

(e) Tributos federais transferidos por responsabilidade solidária à controlada Caiuá Distribuição de Energia S.A. no processo de desverticalização nos termos da Lei nº 10.848/04 e Resolução Autorizativa ANEEL nº 309, de 5/9/2005.

23. CONSUMIDORES - DEVOLUÇÃO TARIFÁRIA

Nas Controladas ENERSUL e EDEVP, a ANEEL por meio de reunião pública ocorrida em 7/4/2010 e do memorando n° 116/2009-SRT/ANEEL, de 8/4/2009, decidiu pela devolução aos consumidores conforme segue:

	ENERSUL	EDEVP	Total
Circulante:			
Saldo em 31/12/2010	**24.028**	**6.100**	**30.128**
Atualizado no exercício	3.350	-	3.350
Transferência do não circulante	-	15.017	15.017
Amortizado no exercício	(27.185)	(10.352)	(37.537)
Saldo em 31/12/2011	**193**	**10.765**	**10.958**
Não circulante:			
Saldo em 31/12/2010	**-**	**14.809**	**14.809**
Diferido no exercício	-	208	208
Transferência para o circulante	-	(15.017)	(15.017)
Saldo em 31/12/2011	**-**	**-**	**-**

a. ENERSUL

Na reunião pública ocorrida no dia 7/4/2008, a ANEEL decidiu pelo parcelamento da compensação gerada pela redução da Base de Remuneração Regulatória - BRR de 2003 em até 36 meses de forma a anular aumentos tarifários resultantes de repasse de CVA, com base nas simulações realizadas. Se confirmada as premissas, o saldo remanescente será suficiente para evitar que haja aumento tarifário em 2009 e, ainda, para suavizar ou até mesmo evitar que haja elevação tarifária em 2010. Vale ressaltar que as simulações foram feitas levando-se em consideração o cenário mais provável de evolução da média dos custos de geração e de transmissão e com encargos setoriais, além das previsões do Banco Central para os índices de inflação. Essa compensação será remunerada pela taxa SELIC.

O reposicionamento foi o principal resultado da revisão tarifária e decorreu da aferição pela ANEEL dos custos operacionais eficientes, por meio da metodologia Empresa de Referência - ER, da avaliação dos investimentos prudentes, por meio da BRR e do reconhecimento de custos não gerenciáveis, Parcela A. No presente caso da ENERSUL, a ER foi mantida como provisória por existir alguns componentes ainda em avaliação pela ANEEL.

O saldo líquido dessa compensação financeira totalizou R$ 151.122, resultado de R$ 192.326 referentes ao efeito retroativo da redução da BRR de 2003, deduzidos de R$ 41.204 relativos à última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003 e não recebidos pela ENERSUL, sendo o valor de R$ 18.450 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2008/2009, R$ 76.522 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2009/2010 e R$ 77.950 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário 2010/2011 e R$ 637 aplicado para compensação financeira durante o ciclo tarifário de 2011/2012 concluindo o ajuste da revisão de 2003 iniciado em 2008, conforme Resolução Homologatória nº 1.128 de 5/4/2011 e Nota Técnica nº 71/2011 de 30/3/2011.

O saldo da terceira parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em 31/12/2011 é de R$ 193 e (R$ 24.028 em 31/12/2010).

b. EDEVP

Por meio do memorando n° 116/2009-SRT/ANEEL, de 8/4/2009, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT informou os valores dos encargos de uso da Rede Básica a serem considerados no cálculo do reajuste tarifário da Companhia, tendo por base o período de referência de maio/2008 a abril/2009 e as tarifas de uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica.

Não foi considerado para este reajuste a parcela financeira referente a amortização dos passivos da cobrança da TUSD-g, devidas pela Duke Energy, atualmente com montante acumulado de R$ 36.948, segundo o memorando 116/2009 - SRT/ANEEL. Se fosse descontado estes valores da parcela financeira sem o ressarcimento pela Duke, poderia causar sérias consequências no equilíbrio econômico-financeiro da Companhia.

No entanto, quanto a parcela a ser cobrada da TUSD-g para os próximos 12 meses no montante informado pela SRT de R$ 9.775, foi retirada da base de cálculo, considerando que foi realizado um acordo coletivo entre as transmissoras e a liminar que impedia a EDEVP cobrar a tarifa da geradora ter caído, normalizando a situação até então encontrada. Porém, para este reajuste, será considerado somente 10 meses, visto que o pagamento desta parcela pela Duke deverá ocorrer a partir de julho, somando o montante de R$ 8.146.

Na Resolução Homologatória nº 816/2009 e Nota Técnica nº 156/2009, foram considerados no ciclo 2009/2010 o valor de R$ 8.146 e, na Resolução Homologatória nº 975/2010 e Nota Técnica nº 134/2010, foram considerados no ciclo 2010/2011 o valor R$ 15.412 e, na Resolução Homologatória nº 1.148/2011 e Nota Técnica nº 105/2011, foram considerados no ciclo 2011/2012 o valor R$ 10.397.

O saldo da devolução em 31/12/2011 é de R$ 10.765 (R$ 20.909 em 31/12/2010).

24. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

24.1. Composição

				Companhia
	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
BNDES - URTJLP	34.527	92.934	25.392	117.716
Capital de giro - CDI	439.266	94.132	247.571	123.541
Capital de giro - Pré	55.232	22.656	49.693	49.600
Subtotal	**529.025**	**209.722**	**322.656**	**290.857**
(-) Custo de transação	(532)	(432)	(740)	(965)
Total moeda nacional	**528.493**	**209.290**	**321.916**	**289.892**
Moeda estrangeira:				
Bônus perpétuos	-	931.515	-	827.428
Marcação a mercado	-	(158.358)	-	(16.548)
Total moeda estrangeira	**-**	**773.157**	**-**	**810.880**
Total geral	**528.493**	**982.447**	**321.916**	**1.100.772**
Principal	496.329	982.879	311.067	1.101.737
Encargos	32.164	(432)	10.849	(965)

				Consolidado
	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
BNDES - URTJLP	231.510	92.934	30.267	313.885
BNDES - PRÉ	46.531	-	56	46.440
Eletrobrás	170.645	799.925	102.242	794.575
FINAME	5.698	5.452	5.389	7.440
Recompra de ações PN "R"	139.508	-	96.222	22.299
Investimento	44.334	56.328	85.216	32.083
Capital de giro - CDI	1.235.356	1.210.564	1.091.744	1.259.570
Capital de giro - IPCA	41.143	19.723	37.763	49.723
Capital de giro - TJLP	7.714	639	7.339	7.583
Capital de giro - Pré	92.791	22.656	95.103	56.100
Capital de giro - TR	-	-	971	-
FNO	5.718	77.450	341	62.598
FDE	838	877	795	1.546
Subtotal	**2.021.786**	**2.286.548**	**1.553.448**	**2.653.842**
(-) Custo de transação	(10.395)	(19.178)	(5.973)	(16.119)
Total moeda nacional	**2.011.391**	**2.267.370**	**1.547.475**	**2.637.723**
Moeda estrangeira:				
Bônus perpétuos	-	931.515	-	827.428
BID	178.508	147.799	121.583	286.601
Unit Notes	23.448	-	21.549	20.106
Capital de giro	472.643	-	-	-
Tesouro Nacional	7.419	89.583	9.308	85.378
Subtotal	**682.018**	**1.168.897**	**152.440**	**1.219.513**
(-) Marcação a mercado	-	(158.358)	-	(16.548)
(-) Custo de transação	(1.678)	(5.672)	(169)	(20)
(-) Cauções	-	(60.727)	-	(44.276)
Total moeda estrangeira	**680.340**	**944.140**	**152.271**	**1.158.669**
Total geral	**2.691.731**	**3.211.510**	**1.699.746**	**3.796.392**
Principal	2.428.919	3.236.360	1.555.174	3.794.324
Encargos	262.812	(24.850)	144.572	2.068

24.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	Companhia			
	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
URTJLP	127.461	17,25	143.108	23,33
CDI	533.398	72,21	371.112	60,49
PRÉ-FIXADO	77.888	10,54	99.293	16,18
Subtotal	**738.747**	**100,00**	**613.513**	**100,00**
Custo de transação	(964)		(1.705)	
Total	**737.783**		**611.808**	
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
PRÉ-FIXADO	931.515	100,00	827.428	100,00
Subtotal	**931.515**	**100,00**	**827.428**	**100,00**
Marcação a mercado	(158.358)		(16.548)	
Total	**773.157**		**810.880**	
Total	**1.510.940**		**1.422.688**	

	Consolidado			
	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
URTJLP	332.895	7,73	350.946	8,34
UFIR	970.570	22,53	895.878	21,29
CDI	2.540.245	58,95	2.541.316	60,41
IGPM	139.509	3,24	118.521	2,82
IPCA	60.866	1,41	87.486	2,08
TR	-	-	971	0,02
TJLP	10.197	0,24	21.217	0,50
PRÉ-FIXADO	254.052	5,90	190.016	4,52
FINEL	-	-	939	0,02
Subtotal	**4.308.334**	**100,00**	**4.207.290**	**100,00**
Custo de transação	(29.573)		(22.092)	
Total	**4.278.761**		**4.185.198**	
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
LIBOR	68.004	3,67	172.761	12,59
PRÉ-FIXADO	1.782.911	96,33	1.199.192	87,41
Subtotal	**1.850.915**	**100,00**	**1.371.953**	**100,00**
Custo de transação	(7.350)		(189)	
Cauções	(60.727)		(44.276)	
Marcação a mercado	(158.358)		(16.548)	
Total	**1.624.480**		**1.310.940**	
Total	**5.903.241**		**5.496.138**	

24.3. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos
Companhia
Moeda nacional:
a. BNDES: Contratos para investimentos em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sobre os quais incidem juros à taxa média ponderada de 4,08% ao ano acima da TJLP, com vencimento final em setembro/2016.
Contrato de confissão, reescalonamento e consolidação de dívidas junto ao BNDES (vide item "a" no detalhamento dos empréstimos e financiamentos consolidado).
b. Capital de giro: As operações de capital de giro são pré-fixadas ou indexadas a CDI, com vencimento da última parcela ocorrendo em dezembro/2014.
• Operações pré-fixadas com taxa média ponderada de 15,69% a.a.
• Operações indexadas a CDI com taxa média ponderada de 5,55% a.a.
Dentro destas operações existem contratos com taxa de juros efetiva de 2,55% a.a. que contemplam os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados R$ 740 (R$ 950 em 31/12/2010).
Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2011	-	740
2012	532	532
2013	321	321
2014	111	112
Total	**964**	**1.705**

Moeda estrangeira:
a. Bônus Perpétuos: Emissão no montante de US$ 575.000, sendo recomprado um montante de US$ 78.404 (13,64 % do montante emitido) com deságio de 47,11%. O bônus foi emitido com uma taxa de 11,125% ao ano, com pagamentos trimestrais, não possuindo data de vencimento, e poderão, por opção da Companhia, serem resgatados a partir de 2/2/2012, em qualquer data de pagamento de juros pelo valor do principal. O bônus é negociado na *Luxembourg Stock Exchange* (Bolsa de Valor de Luxemburgo) e apresenta liquidez.
Os títulos da Companhia eram negociados com um percentual de desconto de 17% em 31/12/2011 (2% em 31/12/2010).
A Companhia optou por designar o bônus perpétuo como mensurados a valor justo por meio do resultado. O referido título quando considerado pelo custo apresenta uma inconsistência entre o reconhecimento do passivo pelo seu valor de face (emissão) e o valor efetivamente negociado, pelo qual a Companhia poderia recomprá-lo. O valor justo é mensurado pelo nível 1 da hierarquia do valor justo. A designação a valor justo deste título, por meio do resultado produz uma informação mais relevante a respeito da posição patrimonial e financeira da Companhia, reduzindo a inconsistência de mensuração, além de ser útil como base para avaliação de riscos e investimentos da Companhia. O valor da marcação a mercado representa a diferença entre o valor contabilizado e o valor de uma possível recompra.
Detalhamento da variação do valor do bônus perpétuo:

	31/12/2011	31/12/2010
Saldo no início do exercício	**810.880**	**661.476**
Risco de crédito próprio	(235.759)	134.000
Risco de mercado	198.036	15.404
Saldo no final do exercício	**773.157**	**810.880**

A Companhia realizou dois conjuntos de opções denominadas de *Zero Cost Strategy*, com o objetivo de proteção parcial contra a valorização do dólar nos próximos dois pagamentos de juros do Bônus Perpétuo (vide nota explicativa nº 27).
Consolidado
Moeda nacional:
a. BNDES: representados por contratos efetuados na Rede Energia e nas controladas CELPA e ENERSUL, nos montantes de R$ 127.461, R$ 241.306 e R$ 2.208, respectivamente em 31/12/2011 (R$ 143.108, R$ 240.896 e R$ 6.644, respectivamente em 31/12/2010), relacionados às seguintes finalidades:
• Rede Energia - Reestruturação financeira: Assunção pela Controladora Rede Energia S.A. em 30/11/2006 conforme Decisão nº DIR1005/2006-BNDES, das dívidas da EEVP e da DENERGE, decorrentes dos contratos de financiamentos nº 97.2.514.31 (EEVP), 03.2.398.3.1 (DENERGE); 04.2.179.3.1 (DENERGE) e do subcrédito "D" (/047) do Contrato de Financiamento nº 98.2.022.3.1(EEVP), no montante total de R$ 201.842, bem como sua consolidação e reescalonamento, conforme condições abaixo:
Subcrédito "B": R$ 185.014
Subcrédito "C": R$ 16.828
Prazos de amortização:
Subcréditos "B" e "C": em 40 prestações trimestrais, com a seguinte progressividade:
- 15% em 12 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vincendo deste percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira em 15/12/2006 e a última em 15/9/2009;
- 85% em 28 prestações trimestrais e sucessivas, cada uma no valor do principal vincendo deste percentual, dividido pelo número dessas prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira em 15/12/2009 e a última em 15/9/2016;
Juros para Subcréditos "B":
4% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP; juros exigíveis com relação ao Subcrédito "B", trimestralmente, a partir 15/12/2006, juntamente com as prestações do principal.
Juros para Subcréditos "C":
5% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP; juros exigíveis trimestralmente, a partir de 15/12/2006, e juntamente com as prestações do principal.
Garantias: penhor de ações das controladas e controladoras.
• CELPA - Empréstimos obtidos em dezembro/2009 com a finalidade de financiamento de obras de Distribuição e Transmissão em sua área de concessão no valor de R$ 449.277, com taxa média de 4,07% a.a. acima da variação da TJLP e taxa pré-fixada de 4,50% a.a., vencendo a primeira parcela de amortização em janeiro/2012 e a última em dezembro/2019. Até dezembro/2011 foram liberados R$ 240.385.
• ENERSUL - Empréstimos destinados a financiamento de obras, sobre os quais incidem juros a taxa de 6,3% a. a. acima da TJLP, com vencimento final em junho/2012. Operação contratada com o Banco Alfa.
b. Eletrobrás: substancialmente representados por contratos relacionados às seguintes finalidades:
• Programas Luz no Campo e Luz para Todos, com maior representatividade nas controladas CELPA, CEMAT, CELTINS e ENERSUL, nos montantes de R$ 416.343, R$ 359.555, R$ 101.411 e R$ 78.146, respectivamente em 31/12/2011 (R$ 328.347, R$ 404.719, R$ 67.116 e R$ 81.159, respectivamente em 31/12/2010), todos com prazo de carência de 24 meses e prazo de amortização em 120 meses acrescidos de taxas de juros entre 5% a.a. e 7,18% a.a., com amortização mensal. Até dezembro/2011, foi liberado para a controlada CELPA o montante de R$ 86.196 por meio do contrato ECF-2812/2010 e ECFS-2870/2010 com carência de 36 meses e vencimento da última parcela em agosto/2024 com encargos de 7% a.a.
• Programas tomados para expansão dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, na controlada CEMAT, cujo montante em 31/12/2011 é de R$ 527 (R$ 576 em 31/12/2010). O contrato inicial é datado de 1/7/1996 e a data de vencimento do último contrato ocorrerá em agosto/2022, com taxas de juros que variam de 6% a 8,5% a.a.. Todos os contratos com carência de 2 anos.
• IRD's (Instrumento de Reconhecimento de Débito) - Recursos oriundos de repasse do Governo Federal, que constitui financiamento do Fundo Federal de Eletrificação à Concessionária na controlada ENERSUL, cujo montante em 31/12/2011 é de R$ 5.473 (R$ 6.162 em 31/12/2010), com amortização em 80 parcelas trimestrais iguais e taxa de juros de 8% a.a. e término em maio/2022.
c. Finame: investimentos no sistema de transmissão, distribuição e comercialização contratados substancialmente nas controladas CELPA, CEMAT, CELTINS, nos montantes de R$ 5.502, R$ 1.452 e R$ 1.871, respectivamente em 31/12/2011 (R$ 3.836, R$ 3.038 e R$ 3.283, respectivamente em 31/12/2010), com taxa média ponderada de 4,57% a.a., mais a variação da TJLP, e.a forma de amortização é mensal e com vencimento da última parcela ocorrendo em outubro/2014 e ENERSUL, no montante de R$ 2.140 com taxa de 11,7% a.a., mais a variação da TJLP, e taxa pré de 8% a.a com amortização mensal e vencimento da última parcela ocorrendo em setembro/2016.
d. Recompra de ações PN "R": a controlada Tangará firmou com a ELETROBRÁS acordo de acionistas que estabelece as condições de resgate de 30.000.000 de ações PN Resgatáveis subscritas pela Eletrobrás. O resgate será efetuado em 32 parcelas trimestrais, vencendo-se a primeira em 31/3/2005 e a última em 31/12/2012. Os encargos financeiros são de variação do IGPM mais juros fixos de 12% a.a.
e. Capital de giro: operações de capital de giro contratadas com taxas pré-fixadas e indexadas a CDI, IPCA e TJLP, com vencimento da última parcela ocorrendo em setembro/2018.
• Operações pré-fixadas com taxa média ponderada de 15,34% a.a..
• Operações indexadas a CDI com taxa média ponderada de 4,35% a.a..
• Operações indexadas a IPCA com taxa média ponderada de 10,87% a.a..
• Operações indexadas a TJLP com taxa média ponderada de 6,00% a.a..
Dentro destas operações existem contratos com taxa de juros efetiva de 2,55%, 3,11%, 3,96%, 4,42%, 5,48% e 7,50% a.a., que contemplam os custos de transação, que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Grande parte desses custos de transação referem-se as controladas CELPA (R$ 2.854), CEMAT (R$ 7.866), CELTINS (R$ 2.735) e ENERSUL (R$ 14.427). Durante o exercício findo em 31/12/2011, foram amortizados R$ 9.477 (R$ 7.002 em 31/12/2010).
Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2011	-	5.973
2012	10.395	4.921
2013	7.982	3.840
2014	5.472	2.811
2015	3.142	2.058
2016	1.540	1.447
2017	826	826
2018	216	216
Total	**29.573**	**22.092**

f. Investimentos
A controlada CEMAT firmou contratos de empréstimo cujos recursos destinam-se para investimentos conforme abaixo:
• contrato, empréstimo ponte com o Bradesco, assinado em julho/2007, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras sub-rogadas com recursos da CCC por meio da Resolução nº 906, de 2/5/2007, com taxas de juros de 2% a.a. mais a variação de CDI, com pagamentos de juros ocorrendo em abril, agosto e outubro de 2008, e amortização das parcelas de principal mais encargos em 42 meses, vencendo a primeira em janeiro/2009 a última em junho/2012;
• contrato, empréstimo ponte com o Banco Santander, assinado em março/2008, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras sub-rogadas com recursos da CCC por meio da Resolução nº 897 de 2/5/2007, com taxas de juros de 1,55% a.a. mais a variação de CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 48 meses, vencendo a primeira em janeiro/2009 a última em dezembro/2012;
• contrato, empréstimo ponte com o ITAÚ BBA, assinado em dezembro/2008 e março/2009, com a finalidade de interligação da região de Juruena ao Sistema Interligado Nacional - SIN, com taxas de juros de 4,3% a.a. mais a variação de CDI, com pagamento único para quitação em junho/2010, no valor R$ 40.000. Por meio de aditivos, a taxa passou a ser de 4,9% a.a. mais a variação de CDI e pagamentos mensais a partir de junho/2011 com vencimento da última parcela e junho/2016;
• contrato, empréstimo ponte com o Banco Fibra, assinado em agosto/2010, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras sub-rogadas com recursos da CCC por meio da Resolução nº 1.877, de 7/4/2009 com taxas de juros de 4,43% a.a. mais a variação do CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 45 meses vencendo a primeira em dezembro/2011 e a última em agosto/2015.
A controlada Enersul, em novembro de 2001, firmou contrato para financiamentos de obras com recursos do FCO - Fundo Constitucional do Centro Oeste, por meio do Banco do Brasil, sendo liberado R$ 30.000, a ser amortizado em 108 parcelas mensais iguais consecutivas, com juros de 11,2% ao ano e término em novembro de 2013, com garantias em aval da controladora e interveniência bancária.
Moeda estrangeira:
a. Unit Notes: as controladas Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT, efetuaram uma emissão de US$ 100.000 em 14/2/2006, sendo US$ 50.000 de responsabilidade da CELPA e US$ 50.000 da CEMAT. As "*Unit Notes*", assim definidas, terão prazo total para liquidação de 6 anos, sendo 3 anos de carência e 3 anos para amortização do principal. Em agosto/2007, as Companhias anteciparam pagamentos no montante de US$ 31.899, correspondente a R$ 61.231 para cada empresa. O custo da captação foi 9,5% ao ano, acrescido da variação cambial, com pagamento de juros semestrais. A operação tem uma taxa efetiva de juros de 10,065% a.a.. Esta taxa contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados R$ 169 (R$ 232 em 31/12/2010).
Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimentos:	31/12/2011	31/12/2010
2011	-	169
2012	20	20
Total	**20**	**189**

Cabe acrescentar que o montante do principal dessa operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 27).
b. BID: controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT - saldo devedor em 31/12/2011 de R$ 104.826 (R$ 134.175 em 31/12/2010). Em junho/2006, tomou empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID. Entre os anos de 2006 a 2008 foram liberados US$ 114.500 dos recursos dos empréstimos aprovados. Do total liberado, US$ 75.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte "A") e US$ 39.500 são provenientes de um sindicato de bancos (club deal) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa, ou parte "B". A parte "A" do financiamento terá o prazo total de nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte "B" terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte "A" é de Libor acrescida de *spread* de 4,3% a.a. e a parte "B" de Libor acrescida de *spread* de 3,9% a.a. mais variação cambial. O principal da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 27).
c. BID: controlada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - saldo devedor em 31/12/2011 de R$ 111.283 (R$ 151.357 em 31/12/2010). Em junho/2006, assinou contrato de US$ 135.000 provenientes de empréstimos aprovados pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), sendo US$ 75.000 provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan", ou parte "A") e US$ 60.000 de um sindicato de bancos (club deal) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa,ou parte "B". A parte "A" do financiamento terá o prazo total de 9 anos para liquidação, sendo 3 anos de carência e mais 6 para amortização do principal. A parte "B" terá o prazo total de 6 anos para liquidação, sendo 3 anos de carência e mais 3 anos para amortização. As amortizações serão pagas trimestralmente e durante o período de carência ocorrerão pagamentos trimestrais dos encargos. O custo da parte "A" é de Libor acrescida de *spread* de 3,87% a.a. e a parte "B" de Libor acrescida de *spread* de 3,5% a.a.. O principal referente a primeira liberação da operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 27).
d. BID: controlada Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS - saldo devedor em 31/12/2011 de R$ 110.199 (R$ 122.653 em 31/12/2010). Em abril/2007, toma empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, sendo liberados US$ 80.000 dos recursos dos empréstimos aprovados. Do total liberado, US$ 60.000 são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como "A Loan" ou parte "A") e US$ 20.000 são provenientes de um sindicato de bancos (club deal) composto pelo Banco Société Généralli e Banco Itaú Europa, ou parte "B". A parte "A" do financiamento terá o prazo total nove anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais seis para amortização do principal. A parte "B" terá o prazo total de seis anos para liquidação, sendo três anos de carência e mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte "A" é de Libor trimestral acrescida de *spread* de 3,7% a.a. e a parte "B" de Libor acrescida de spread de 3,3% a.a. mais variação cambial. 60% do principal foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 27).
e. Capital de Giro
• **BOND´s:** controlada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em junho/2011 foi emitido papel no mercado externo no montante de US$ 250.000 com taxa de 10,5% a.a., com pagamentos dos juros semestrais e o principal com pagamento único em junho/2016. Os BOND's são negociados na *Irish Stock Exchange* (Bolsa de Valores da Irlanda). Os recursos desta operação serão utilizados para pagamentos de operações de curto prazo e com custos mais altos. A utilização dos recursos até, o final de 31/12/2011, é a seguinte:

Valor liberado	**395.987**
Comissão de estruturação	(8.286)
Liquidação antecipadas de contratos	(224.882)
Pagamentos de parcelas com vencimento em jun/2011	(28.037)
Antecipação de parcelas com vencimento em jul/2011	(13.191)
Pagamentos de parcelas com vencimento em jul/2011	(42.389)
Pagamentos de parcelas com vencimento em ago/2011	(26.632)
Pagamentos de parcelas com vencimento em set/2011	(21.243)
Pagamentos de parcelas com vencimento em out/2011	(22.808)
Pagamentos de parcelas com vencimento em nov/2011	(8.519)
Saldo disponível	**-**

Esta operação possui uma taxa de juros efetiva de 10,92% a.a. que contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados R$ 958.
Os custos das transações a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011
2012	1.658
2013	1.658
2014	1.657
2015	1.657
2016	700
Total	**7.330**

• **HSBC Bank Brasil S.A.:** controlada ENERSUL - contrato na modalidade de Cédulas de Crédito Bancário firmando em setembro/2011 no valor total de R$ 80.000 a ser utilizado como capital de giro, a ser pago em 54 parcelas mensais após, carência de 6 meses, vencendo a última parcela em setembro/2016, operação contatada ao custo de 3,5% a.a. acima da variação do CDI, tendo como garantia a cessão fiduciária dos direitos creditórios.
f. Tesouro Nacional: reestruturação de dívida externa, nas controladas CEMAT e CELPA e ENERSUL, como segue:
CEMAT: acordos estruturados em 18/3/1998 e 22/9/1999, com taxas de juros pré que variam de 6,2% a 8,2% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% a.a. mais taxa Libor semestral e variação cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em abril/2024. A forma de amortização é semestral.
CELPA: acordo estruturado em 31/12/1997, com taxas de juros pré que variam de 6% a 8% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% a.a. mais taxa Libor semestral e variação cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em abril/2024. A forma de amortização é semestral e final.
ENERSUL: acordo estruturado em março/1997, com taxas de juros pré que variam de 6% a 8% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% a.a. mais taxa Libor semestral e variação cambial. O vencimento da última parcela ocorrerá em abril/2024. A forma de amortização é semestral.
Estas reestruturações tem garantias de aval do Governo do Estado, receita própria e depósito caução de parte da dívida. O depósito em caução é atualizado mediante aplicação da média ponderada das variações dos preços dos "Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América" ("*US$ Treasury Zero Coupon Bond*"), cujo saldo em 31/12/2011 era de R$ 60.727.

24.4. Garantias
Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por alienação fiduciária dos bens financiados, notas promissórias, avais dos acionistas controladores e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

24.5. Vencimentos das parcelas do não circulante (principal e encargos)

				Companhia	
Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo de transação	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	-	-	-	138.937
2013	115.625	-	(321)	115.304	62.916
2014	50.728	-	(111)	50.617	44.670
2015	24.782	-	-	24.782	24.782
2016	18.587	-	-	18.587	18.587
Bônus perpétuo	-	931.515	-	931.515	827.428
Subtotal	**209.722**	**931.515**	**(432)**	**1.140.805**	**1.117.320**
Marcação a mercado	-	(158.358)	-	(158.358)	(16.548)
Total	**209.722**	**773.157**	**(432)**	**982.447**	**1.100.772**

					Consolidado	
Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo transação	Cauções	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	-	-	-	-	973.335
2013	723.417	52.446	(9.640)	-	766.223	576.905
2014	474.417	51.223	(7.130)	-	518.510	414.510
2015	332.703	38.289	(4.799)	-	366.193	288.747
2016	247.525	12.099	(2.240)	-	257.384	234.902
2017	174.126	-	(826)	-	173.300	197.167
2018	147.743	-	(215)	-	147.528	136.923
2019	71.116	-	-	-	71.116	64.642
2020	42.941	-	-	-	42.941	29.925
2021	33.703	-	-	-	33.703	21.362
2022	18.881	-	-	-	18.881	11.122
2023	15.012	-	-	-	15.012	5.779
2024	4.964	83.325	-	(60.727)	27.562	30.193
Bônus perpétuo	-	931.515	-	-	931.515	827.428
Subtotal	**2.286.548**	**1.168.897**	**(24.850)**	**(60.727)**	**3.369.868**	**3.812.940**
Marcação a mercado	-	(158.358)	-	-	(158.358)	(16.548)
	2.286.548	**1.010.539**	**(24.850)**	**(60.727)**	**3.211.510**	**3.796.392**

24.6. Movimentação

					Companhia
	Moeda nacional		Moeda estrangeira		
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	**321.916**	**289.892**	**-**	**810.880**	**1.422.688**
Ingressos	190.277	130.556	-	-	320.833
Encargos	98.712	-	92.606	-	191.318
Variação monetária e cambial	653	197	2.954	104.086	107.890
Transferências	211.887	(211.887)	-	-	-
Pagamentos de principal	(222.155)	-	-	-	(222.155)
Pagamentos de juros	(73.005)	-	(95.560)	-	(168.565)
Marcação a mercado	-	-	-	(141.809)	(141.809)
Transferência de custo de transação	(532)	532	-	-	-
Apropriação de custo de transação	740	-	-	-	740
Saldo em 31/12/2011	**528.493**	**209.290**	**-**	**773.157**	**1.510.940**

					Consolidado
	Moeda nacional		Moeda estrangeira		
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	**1.547.475**	**2.637.723**	**152.271**	**1.158.669**	**5.496.138**
Ingressos	647.387	1.064.290	65.001	395.987	2.172.665
Encargos	521.225	10.435	155.131	-	686.791
Variação monetária e cambial	9.696	2.779	26.432	203.301	242.208
Transferências	1.444.798	(1.444.798)	649.906	(649.906)	-
Pagamentos de principal	(1.702.374)	-	(209.588)	-	(1.911.962)
Pagamentos de juros	(452.394)	-	(157.304)	-	(609.698)
Marcação a mercado	-	-	-	(141.809)	(141.809)
Custo de transação	-	(16.958)	-	(8.286)	(25.244)
Transferência de custo de transação	(13.899)	13.899	(2.635)	2.635	-
Apropriação de custo de transação	9.477	-	1.126	-	10.603
Atualizações cauções	-	-	-	(16.451)	(16.451)
Saldo em 31/12/2011	**2.011.391**	**2.267.370**	**680.340**	**944.140**	**5.903.241**

25. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

25.1. Composição

				Consolidado
	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Arrendamento mercantil	21.030	12.816	15.225	24.111
Total moeda nacional	**21.030**	**12.816**	**15.225**	**24.111**
Moeda estrangeira:				
Arrendamento mercantil	3.268	31.479	4.937	31.273
Subtotal	**3.268**	**31.479**	**4.937**	**31.273**
Cauções	-	(6.687)	-	(6.926)
Total moeda estrangeira	**3.268**	**24.792**	**4.937**	**24.347**
Total geral	**24.298**	**37.608**	**20.162**	**48.458**
Principal	24.043	37.608	19.675	48.458
Encargos	255	-	487	-

25.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

				Consolidado
	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
CDI	32.301	95,44	37.216	94,61
PRÉ-FIXADO	1.545	4,56	2.120	5,39
Total moeda nacional	**33.846**	**100,00**	**39.336**	**100,00**
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
LIBOR	1.770	5,09	1.552	4,29
PRÉ-FIXADO	32.977	94,91	34.658	95,71
Subtotal	**34.747**	**100,00**	**36.210**	**100,00**
Cauções	(6.687)		(6.926)	
Total moeda nacional	**28.060**		**29.284**	
Total	**61.906**		**68.620**	

25.3. Detalhamento dos arrendamentos financeiros
a. Arrendamento mercantil moeda nacional: contratos com taxa média ponderada de 3,29% a.a acrescido de CDI e taxa pré com média ponderada de 13,38% a.a., amortização mensal e vencimento da última parcela em maio/2014. A dívida total dos contratos de arrendamento mercantil em 31/12/2011 é de R$ 33.846 (R$ 39.336 em 31/12/2010) e seu valor corresponde ao valor presente nesta data.
b. Arrendamento mercantil moeda estrangeira: contrato efetuado pela controlada CEMAT de arrendamento mercantil de aeronaves sendo uma com custo de Libor trimestral acrescido de 3,5% a.a. e a outra com taxa pré de 6,75% a.a. ambas acrescida da variação cambial, com amortizações trimestrais de principal e juros, sendo que a data do último vencimento será em setembro/2020, com garantia de depósito caução de parte da dívida cujo saldo em 31/12/2011 era de R$ 6.687. A dívida total dos arrendamentos mercantis em 31/12/2011 é de R$ 28.060 (R$ 29.284 em 31/12/2010) e seu valor corresponde ao valor presente nesta data.
Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

					Consolidado
Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Cauções	31/12/2011	31/12/2010
2011	-	-	-	-	20.162
2012	21.030	3.268	-	24.298	18.547
2013	11.633	3.419	-	15.052	10.757
2014	1.183	2.714	-	3.897	3.565
2015	-	2.901	-	2.901	2.577
2016	-	3.102	-	3.102	2.756
2017	-	3.317	-	3.317	2.946
2018	-	3.547	-	3.547	3.150
2019	-	3.792	-	3.792	3.369
2020	-	8.687	(6.687)	2.000	791
Total	**33.846**	**34.747**	**(6.687)**	**61.906**	**68.620**

25.4. Movimentação

					Consolidado
	Moeda nacional		Moeda estrangeira		
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	**15.225**	**24.111**	**4.937**	**24.347**	**68.620**
Ingressos	427	9.881	-	-	10.308
Encargos	4.717	-	2.224	-	6.941
Variação monetária e cambial	805	362	390	3.615	5.172
Transferências	21.538	(21.538)	3.409	(3.409)	-
Pagamentos de principal	(19.889)	-	(5.395)	-	(25.284)
Pagamentos de juros	(1.793)	-	(2.297)	-	(4.090)
Atualização cauções	-	-	17	(785)	(768)
Transferências cauções	-	-	(1.024)	1.024	-
Amortizações cauções	-	-	1.007	-	1.007
Saldo em 31/12/2011	**21.030**	**12.816**	**3.268**	**24.792**	**61.906**

25.5. Arrendamentos mercantis operacionais
No exercício findo em 31/12/2011 as Controladas pagaram um montante de R$ 26.891 (R$25.467 em 31/12/2010) referente a arrendamentos mercantis operacionais, reconhecidos como despesa do exercício nas rubricas Outros Custos de Operações e Despesas Gerais e Administrativas. Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

		Consolidado
Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
Até 1 ano	8.459	12.208
de 1 a 5 anos	14.368	13.392
mais de 5 anos	7.769	-
Total	**30.596**	**25.600**

26. DEBÊNTURES

26.1. Composição

	Companhia			
	31/12/2011		31/12/2010	
Moeda nacional:	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
4ª Emissão	124.337	246.667	1.187	370.000
Subtotal	**124.337**	**246.667**	**1.187**	**370.000**
(-) Custo de transação	(650)	(587)	(714)	(1.237)
Total	**123.687**	**246.080**	**473**	**368.763**
Principal	123.333	246.667	-	370.000
Encargos	354	(587)	473	(1.237)

	Consolidado			
	31/12/2011		31/12/2010	
Moeda nacional:	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
2ª Emissão	92.009	109.882	81.417	180.167
3ª Emissão	22.696	72.593	-	-
4ª Emissão	140.795	330.726	1.187	370.000
Subtotal	**255.500**	**513.201**	**82.604**	**550.167**
(-) Custo de transação	(2.700)	(5.049)	(714)	(1.237)
Total	**252.800**	**508.152**	**81.890**	**548.930**
Principal	243.185	513.201	65.071	550.167
Encargos	9.615	(5.049)	16.819	(1.237)

26.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	Companhia			
	31/12/2011	(%)	31/12/2010	(%)
Moeda nacional:				
CDI	371.004	100,00	371.187	100,00
Subtotal	**371.004**	**100,00**	**371.187**	**100,00**
Custo da transação	(1.237)		(1.951)	
Total	**369.767**		**369.236**	

	Consolidado			
	31/12/2011	(%)	31/12/2010	(%)
Moeda nacional:				
CDI	633.857	82,46	467.008	73,80
IPCA	134.844	17,54	165.763	26,20
Total	**768.701**	**100,00**	**632.771**	**100,00**
Custo da transação	(7.749)		(1.951)	
	760.952		**630.820**	

26.3. Detalhamento das debêntures

Consolidado:

a. Rede Energia

Distribuição pública de 370.000 (trezentas e setenta mil) debêntures simples da 4ª emissão, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie quirografária com garantia fidejussória, em série única, de emissão da Rede Energia S.A. com valor nominal de R$ 1 perfazendo o montante de R$ 370.000. A emissão foi aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada em 23/10/2009 e a oferta foi registrada na CVM em 22/12/2009, sob o nº CVM/SER/DEB/2009/025.

A remuneração das debêntures é de CDI mais 3,40% a.a., e o pagamento será feito semestralmente, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá em junho/2010 e o último pagamento em dezembro/2014.

A amortização das debêntures será realizada em 6 (seis) parcelas semestrais iguais no valor de R$ 61.666, sendo que o primeiro vencimento ocorrerá em junho/2012 e o último em dezembro/2014.

Esta operação tem taxa efetiva de 3,697% a.a em função dos custos de transação pagos antecipadamente e apropriados ao resultado mensalmente, conforme deliberação CVM nº 556/2008. Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados 714 (R$ 714 em 31/12/2010).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2011	-	714
2012	650	650
2013	414	414
2014	173	173
Total	**1.237**	**1.951**

b. CEMAT

• **2ª emissão:** Em 22/4/2010 em Assembleia Geral Extraordinária, a controlada deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão, não conversíveis em ações, em 13 séries totalizando R$ 250.000. A emissão foi composta de 250 debêntures simples com o valor nominal unitário de R$ 1.000.

A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).

O prazo de vencimento das debêntures é de 4 anos. A primeira série (série CDI) tem carência de pagamento de principal pelos primeiros seis meses e será liquidada a partir de então em 42 prestações mensais. As debêntures da segunda à décima terceira séries (séries IPCA) terão pagamentos nas suas respectivas datas de aniversário (a primeira delas, portanto, terá o seu primeiro pagamento no décimo segundo mês e assim sucessivamente para as demais séries) totalizando também 48 meses a partir da data de emissão, definida como 15/4/2010.

A remuneração das debêntures da 1ª série é de CDI mais 2,75% a.a. e das demais séries são de IPCA mais 9,15% a.a..

Em função da imaterialidade das despesas incorridas para emissão das Debêntures e pagas antecipadamente, as taxas efetivas se equiparam as taxas contratadas. Estas despesas já foram reconhecidas em sua totalidade no resultado da Companhia não tendo, portanto nenhum valor a ser apropriado.

A amortização do principal, para a 1ª série, será mensal a partir do 7º mês da data de emissão. A primeira amortização do principal para as demais séries sucedem-se do 12º ao 23º meses a partir da data de emissão, repetindo-se assim sucessivamente para as demais séries IPCA. A amortização dos juros para a 1ª série será mensal a partir da data de emissão e as demais séries anualmente na mesma data da amortização do principal.

• **3ª emissão:** Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 31/3/2011, a Controlada deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 3ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante de R$ 98.000. A emissão foi composta de 98 debêntures simples com o valor nominal unitário de R$ 1.000.

A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).

O prazo de vencimento é de 5 anos. O valor nominal de cada uma das debêntures será pago em 54 parcelas mensais e sucessivas. As primeiras 53 parcelas, cada uma no valor correspondente a 1,8518% do valor nominal, têm a primeira parcela devida em 7/11/2011, com seis meses de carência, e a última em 7/3/2016. A 54ª parcela corresponde ao saldo devedor do valor nominal e será devida na data de vencimento das debêntures, ou seja, 7/4/2016.

O valor nominal de cada uma das debêntures não será atualizado. A remuneração das debêntures é de CDI mais 3,90% a.a. e será paga mensalmente a partir da data de emissão, ocorrendo o primeiro pagamento de encargos financeiros em 7/5/2011 e o último na data de vencimento.

Esta operação tem uma taxa de juros efetiva de 4,83% a.a. que contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados R$ 885.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011
2012	1.077
2013	792
2014	519
2015	295
2016	50
Total	**2.733**

Os recursos obtidos por meio destas emissões serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos da controlada.

• **4ª emissão:** Em 5/10/2011 em Assembleia Geral Extraordinária, a Controlada deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 4ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante total de no mínimo R$ 50.000 e máximo R$ 100.000. A emissão será composta de no mínimo 500 e no máximo 1.000 debêntures simples com o valor nominal unitário de R$ 100.

Em 19/10/2011 foram emitidas 1.000 debêntures simples, com valor nominal unitário de R$ 100, perfazendo um total de R$ 100.000.

O prazo de vencimento das debêntures é de 6 anos a partir da data de emissão, vencendo-se, portanto em 19/10/2017. O pagamento será em 69 parcelas mensais e sucessivas, no dia 19 de cada mês, sendo as primeiras 68 parcelas no valor correspondente a 1,4492% do valor nominal de cada uma das debêntures, com vencimento da 1ª parcela em 19/2/2012 e a 69ª parcela, no valor correspondente ao saldo devedor do valor nominal de cada uma das Debêntures devida na data do vencimento, ou seja, em 19/10/2017.

A remuneração das debêntures é de 100% do CDI mais 3,75% a.a. e será paga mensalmente, a partir da data de emissão, no dia 19 de cada mês.

Esta operação tem uma taxa de juros efetiva de 5,54% a.a. que contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Durante o exercício findo em 31/12/2011 foram amortizados R$ 212.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2011
2012	1.053
2013	927
2014	768
2015	574
2016	356
2017	101
Total	**3.779**

Os recursos obtidos por meio desta emissão serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos da Companhia.

26.4. Vencimento das parcelas do longo prazo (principal e encargos)

				Companhia
Vencimento:	Moeda nacional	Custo de transação	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	-	-	122.683
2013	123.333	(414)	122.919	122.919
2014	123.334	(173)	123.161	123.161
Total	**246.667**	**(587)**	**246.080**	**368.763**

				Consolidado
Vencimento:	Moeda nacional	Custo de transação	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	-	-	199.754
2013	240.217	(2.213)	238.004	199.990
2014	194.667	(1.460)	193.207	149.186
2015	39.168	(869)	38.299	-
2016	24.652	(406)	24.246	-
2017	14.497	(101)	14.396	-
Total	**513.201**	**(5.049)**	**508.152**	**548.930**

26.5. Movimentação

	Companhia		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	**473**	**368.763**	**369.236**
Encargos	54.862	-	54.862
Transferência	123.333	(123.333)	-
Pagamentos de juros	(55.045)	-	(55.045)
Transferência de custo de transação	(650)	650	-
Amortização de custo de transação	714	-	714
Saldo em 31/12/2011	**123.687**	**246.080**	**369.767**

	Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	**81.890**	**548.930**	**630.820**
Ingressos	-	198.000	198.000
Encargos	86.373	-	86.373
Variação monetária	10.082	6.786	16.868
Transferência	241.752	(241.752)	-
Pagamentos de principal	(71.669)	-	(71.669)
Pagamentos de juros	(93.642)	-	(93.642)
Custo de transação	-	(7.609)	(7.609)
Transferência de custo de transação	(3.797)	3.797	-
Amortização de custo de transação	1.811	-	1.811
Saldo em 31/12/2011	**252.800**	**508.152**	**760.952**

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A contratação de instrumentos derivativos objetiva proteger a exposição das obrigações da Companhia e suas controladas ao risco de mercado, principalmente, riscos de variação cambial, que possam resultar em perda financeira. Esses contratos são celebrados em mercado de balcão, em sua maioria diretamente com instituições financeiras de primeira linha. As operações com derivativos da Companhia e de suas Controladas não possuem verificadores nem chamada de margens, sendo liquidados integralmente no vencimento.

a. Valor de mercado

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor justo. Na rubrica consumidores (vide nota explicativa nº 9) foi apurado uma perda estimada no valor recuperável, assim, o valor recuperável pode ser considerado uma estimativa de seu valor justo. Os ativos financeiros – bens da concessão (vide nota explicativa nº 20.1) representa os investimentos não depreciados, assim a Companhia estima que o valor justo dos mesmos é próximo ao valor contábil. As operações com partes relacionadas estão a valor justo.

Os empréstimos e financiamentos, apresentados no quadro a seguir, incluem os valores de capital de giro em Reais (CDI, IPCA, TJLP, TR e pré), BNDES (URTJPL e Pré), *Unit Notes*, BID, Bônus Perpétuo e Capital de Giro em moeda estrangeira (*bonds*), conforme demonstrados na nota explicativa nº 19.1. Na opinião da Administração os empréstimos e financiamentos, os quais estão mensurados pelo custo amortizados, não apresentam variações significativas em relação aos respectivos valores justos. Esses empréstimos e financiamentos estão atualizados monetariamente com bases nos índices e juros contratados até a data de fechamento das Demonstrações Financeiras, portanto o saldo devedor está reconhecido por um montante próximo ao seu valor justo. Como não existe mercado ativo para tais instrumentos, as diferenças que poderiam ocorrer se tais valores fossem liquidados antecipadamente são muito baixas.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo (*Unit Notes* e *Bonds*), sua cotação representa o valor justo.

							Companhia
			31/12/2011		31/12/2010		
Ativos Financeiros	Nota	Categoria	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	8	Valor justo por meio de resultado	77.971	77.971	22.973	22.973
Títulos a receber	10	Empréstimos e recebíveis	25.093	25.093	32.208	32.208
Partes relacionadas	16	Empréstimos e recebíveis	484.998	484.998	453.318	453.318
Passivos Financeiros						
Fornecedores	21	Mensurado pelo custo amortizado	81	81	98	98
Empréstimos e financiamentos	24	Mensurado pelo custo amortizado	737.783	737.783	611.808	611.808
Bônus Perpétuo (a)	24	Valor justo por meio de resultado	773.157	773.157	810.880	810.880
Debêntures	26	Mensurado pelo custo amortizado	369.767	369.767	369.236	369.236
Partes relacionadas	16	Mensurado pelo custo amortizado	515.528	515.528	457.075	457.075
Operações de opções	27	Valor justo por meio de resultado	6.150	6.150	-	-

							Consolidado
			31/12/2011		31/12/2010		
Ativos Financeiros	Nota	Categoria	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	8	Valor justo por meio de resultado	686.083	686.083	759.663	759.663
Consumidores	9	Empréstimos e recebíveis	2.047.931	2.047.931	1.796.452	1.796.452
Títulos a receber	10	Empréstimos e recebíveis	121.546	121.546	122.100	122.100
Partes relacionadas	16	Empréstimos e recebíveis	490.811	490.811	459.805	459.805
Sub-rogação CCC	14	Empréstimos e recebíveis	292.820	292.820	326.794	326.794
Ativo financeiro - bens da concessão	20	Empréstimos e recebíveis	1.895.364	1.895.364	1.462.365	1.462.365
Operações de opções	27	Valor justo por meio de resultado	7.662	7.662	-	-
Passivos Financeiros						
Fornecedores	21	Mensurado pelo custo amortizado	823.548	823.548	618.056	618.056
Empréstimos e financiamentos	24	Mensurado pelo custo amortizado	5.130.084	5.130.436	4.685.258	4.679.010
Bônus perpétuo	24	Valor justo por meio de resultado	773.157	773.157	810.880	810.880
Financiamento por arrendamento financeiro	25	Mensurado pelo custo amortizado	61.906	61.906	68.620	68.620
Debêntures	26	Mensurado pelo custo amortizado	760.952	760.952	630.820	630.820
Partes relacionadas	16	Mensurado pelo custo amortizado	177.537	177.537	186.885	186.885
Operações de *swap*	27	Valor justo por meio de resultado	208.349	208.349	340.501	340.501
Operações de opções	27	Valor justo por meio de resultado	6.150	6.150	-	-

Hierarquia do Valor Justo:

						Companhia
		31/12/2011			31/12/2010	
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
Ativos						
Caixa e equivalentes de caixa	77.971	924	77.047	22.973	1.854	21.119
Passivos						
Bônus perpétuos	773.157	773.157	-	810.880	810.880	-
Instrumentos financeiros derivativos	6.150	-	6.150	-	-	-

						Consolidado
		31/12/2011			31/12/2010	
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
Ativos						
Caixa e equivalentes de caixa	686.083	128.457	557.626	759.663	204.484	555.179
Instrumentos financeiros derivativos	7.662	-	7.662	-	-	-
Passivos						
Bônus perpétuos	773.157	773.157	-	810.880	810.880	-
Instrumentos financeiros derivativos	214.499	-	214.499	340.501	-	340.501

A Companhia e suas Controladas não possuem nenhuma operação classificada na hierarquia do valor justo nível 3.

b. Política de utilização de instrumentos derivativos

A Companhia e suas Controladas utilizam instrumentos financeiros derivativos, registrados em contas patrimoniais e de resultado, com o propósito de atender as suas necessidades no gerenciamento de riscos de mercado, decorrentes dos descasamentos entre moedas e indexadores. As operações com instrumentos derivativos são realizadas, por intermédio das superintendências financeiras de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia e de suas Controladas.

c. Obrigações expostas a variação cambial

Por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da estrutura do endividamento e sua exposição a variação cambial, foram contratados pela Companhia e suas Controladas CEMAT, CELPA, CELTINS e ENERSUL, instrumentos financeiros derivativos, contratos de *swap*, objetivando mitigar significativamente os riscos de eventuais perdas financeiras nos empréstimos: *Unit Notes*, BID, Capital de Giro e Juros sobre Bônus Perpétuos.

d. Composição dos saldos de *swap* registrados em contas patrimoniais

				Consolidado	
				Valor justo	
Objetivo de *hedge* de risco de mercado (a)	**Indexadores**	**Vencimento**	**Valor nocional 2011**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
***Swap* BID**					
Banco Société Générale		Fev/2012 a Mai/2015	14.656	(13.502)	(37.743)
Ponta ativa	USD + 0%			12.580	34.334
Ponta passiva	IGPM + 4,88%			26.082	72.077
Banco Itaú BBA S.A.		Fev/2012 a Mai/2015	43.523	(39.332)	(78.076)
Ponta ativa	USD + 0%			38.273	73.552
Ponta passiva	IGPM + 4,41%			77.605	151.628
Itaú Unibanco S.A.		Fev/2012 a Mai/2015	50.025	(46.367)	(51.744)
Ponta ativa	USD + 0%			45.266	50.953
Ponta passiva	IGPM + 4,60%			91.633	102.697
JP Morgan S.A.		Fev/2012 a Mai/2015	42.879	(39.093)	(44.014)
Ponta ativa	USD + 0%			38.801	43.674
Ponta passiva	IGPM + 4,49%			77.894	87.688
HSBC Bank Brasil S.A.				-	(2.408)
Ponta ativa	USD + 0%			-	75.694
Ponta passiva	80% a 82% do CDI			-	78.102
Total BID				**(138.294)**	**(213.985)**
***Swap Unit Notes* (b)**					
Itaú Unibanco S.A.		Fev/2012	35.586	(36.856)	(67.384)
Ponta ativa	USD + 0%			31.360	57.032
Ponta passiva	IGPM + 5,70%			68.216	124.416
Merrill Lynch		Fev/2012	35.636	(31.294)	(58.783)
Ponta ativa	USD + 0%			31.360	57.032
Ponta passiva	IGPM + 4,20%			62.654	115.815
Total Unit Notes				**(68.150)**	**(126.167)**
Swap capital de giro					
Banco ABC S.A.		Jan/2012 a Jul/2012	8.273	(46)	(349)
Ponta ativa	CDI + 5,41%			7.579	27.809
Ponta passiva	CDI + 7,19%			7.625	28.158
HSBC Bank Brasil S.A.		Abr/2012 a Set/2016	80.000	(524)	-
Ponta ativa	CDI + 3,51%			110.802	-
Ponta passiva	132,00% do CDI + Var TJLP			111.326	-
Banco Pine S.A.		Jan/2012 a Fev/2015	9.048	(1.335)	-
Ponta ativa	CDI + 4,50%			9.720	-
Ponta passiva	IGPM + 17,60%			11.055	-
Total capital de giro				**(1.905)**	**(349)**
TOTAL GERAL				**(208.349)**	**(340.501)**
Ativo circulante				-	-
Passivo circulante				(127.538)	(153.286)
Passivo não circulante				(80.811)	(187.215)

(a) Para mais informações sobre as dívidas em questão, vide nota explicativa nº 24.

(b) Devido ao pagamento antecipado da dívida, o valor nocional do *swap* é superior a dívida (vide nota explicativa nº 24.3).

Vencimento das parcelas do não circulante:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	117.113
2013	32.069	25.868
2014	32.310	29.074
2015	16.432	15.160
Total	**80.811**	**187.215**

Movimentação das contas patrimoniais de Operações com *Swap*:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	**(153.286)**	**(187.215)**	**(340.501)**
Atualização	(37.266)	(2.727)	(39.993)
Transferências	(115.115)	115.115	-
Pagamentos	175.420	-	175.420
Ajuste marcação a mercado	2.709	(5.984)	(3.275)
Saldo em 31/12/2011	**(127.538)**	**(80.811)**	**(208.349)**

Resultado com derivativos

O resultado efetivo decorrente de operações de instrumentos financeiros derivativos é apresentado na nota explicativa nº 38 Resultado Financeiro.

e. Composição dos saldos de Opções registrados em contas patrimoniais

				Companhia e Consolidado
				Valor justo
Objetivo de proteção parcial de valorização do US$	**Cotação US$**	**Vencimento**	**Valor nocional**	**31/12/2011**
Opções juros bônus perpétuos				
HSBC Bank Brasil S.A.		jan/12		1.111
Ponta ativa - Opção de compra	1,6195		13.812	3.549
Ponta passiva - Opção de venda	1,6195		13.812	-
Ponta passiva - Opção de compra	1,7000		13.812	2.438
HSBC Bank Brasil S.A.		abr/12		401
Ponta ativa - Opção de compra	1,6200		13.812	4.113
Ponta passiva - Opção de venda	1,6200		13.812	1
Ponta passiva - Opção de compra	1,6500		13.812	3.711
Total juros bônus perpétuos				**1.512**
Ativo circulante				7.662
Passivo circulante				(6.150)

Movimentação das contas patrimoniais de Operações com Opções:

	Ativo circulante	Passivo circulante	Total
Saldo em 31/12/2010	**-**	**-**	**-**
Pagamentos	1.934	-	1.934
Recebimentos	-	(1.934)	(1.934)
Ajuste marcação a mercado	5.728	(4.216)	1.512
Saldo em 31/12/2011	**7.662**	**(6.150)**	**1.512**

f. Valor justo dos instrumentos derivativos

A Companhia e suas controladas possuem operações de *swap* e opções. Para a apuração do valor justo do *swap*, foi estimado seu valor presente utilizando-se de uma metodologia comumente empregada pelos participantes do mercado. A metodologia utilizada para o cálculo do valor justo do *swap*, baseia-se na estimativa do valor presente dos pagamentos por meio da utilização de curvas de mercado divulgadas pela BM&FBovespa. O valor justo das opções foi utilizado o modelo de precificação *Black-Sholes*. A mensuração é considerada nível 2 na hierarquia do valor justo.

g. Exposição cambial sem contratação de instrumentos financeiros derivativos

Tesouro Nacional: Os administradores da Companhia e suas Controladas não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuir garantias do principal da dívida em forma de caução em dinheiro (US$) (vide nota explicativa nº 24). Esta garantia destina-se exclusivamente a liquidação do principal da dívida com vencimento em abril/2024, não se permitindo o ressarcimento de tais garantias em amortizações antecipadas.

Capital de Giro - *BOND'S*: O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada no dia 13/6/2011, adiou a decisão de contratação ou não de mecanismos de proteção cambial (contratação de *hedge*) para esta operação, até que fosse integralmente internado o valor da emissão, bem como, até que a Diretoria Executiva da Companhia apresentasse estudos e análises de propostas em reunião que se realizaria no prazo máximo de 60 dias contados daquela data. Em reunião realizada no dia 8/11/2011 o Conselho de Administração, face a instabilidade e volatilidade do mercado financeiro naquele momento, deliberou pela não contratação de mecanismos de proteção cambial e estabeleceu que o assunto poderá ser recanalizado a qualquer tempo a pedido dos Conselheiros.

Arrendamento Mercantil: Corresponde a 2 contratos de arrendamento mercantil de aeronaves que estão expostos a variação do dólar com garantias do principal da dívida em forma de caução em dinheiro (US$) (vide nota explicativa nº 25).

Em razão do prazo e dos valores das parcelas, a Administração está acompanhando o mercado com o objetivo de verificar a necessidade de contratar *hedge* para esses contratos.

h. Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008 é apresentado a seguir o quadro da análise de sensibilidade de todas as posições de instrumentos derivativos abertos em 31/12/2011. Os *swaps* da Companhia e de suas controladas, em sua maioria, celebram uma troca de fluxos de caixa, onde ela se compromete a pagar a variação do CDI ou IGP-M, recebendo a variação do dólar.

Como as operações de *swap* visam proteger dívidas vinculadas a moeda estrangeira, a ponta cambial não apresenta riscos significativos, pois eventuais alterações serão compensadas pela dívida subjacente. Logo, a variável que pode gerar prejuízos e que será sensibilizada é o CDI ou IGP-M, embora a liquidação, quando ocorrer, será pela diferença entre as pontas. Devido a natureza, complexidade e isolamento de uma única variável, as estimativas apresentadas podem não representar fielmente o valor da perda, caso a variável em questão tenha a deterioração apresentada.

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável é utilizada as condições consideradas como prováveis pela Administração, estas foram definidas com base nas taxas divulgadas pela BM&FBovespa para cada vencimento, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de calculo utilizada é o valor justo apresentado no item d.

Para as operações de *Zero Cost Strategy*, que visam a proteção parcial contra a desvalorização do dólar no pagamento das duas próximas parcelas de juros do Bônus Perpétuo, a Companhia definiu como cenário provável as condições atuais do taxa de dólar e, para o cenário possível e remoto, uma deterioração nas taxas do dólar de 25% e 50%, respectivamente.

				31/12/2011
Objetivo de *hedge* de risco de mercado	**Risco**	**Cenário provável**	**Cenário possível (alta de 25%)**	**Cenário remoto (alta de 50%)**
***Swap* BID**				
Banco Société Généralli	IGPM + 4,88%	(887)	(937)	(985)
Banco Itaú BBA S.A.	IGPM + 4,41%	(6.758)	(7.685)	(8.612)
Itaú Unibanco S.A.	IGPM + 4,60%	(14.157)	(16.398)	(18.638)
J.P. Morgan	IGPM + 4,49%	(12.039)	(13.942)	(15.846)
Total BID		**(33.841)**	**(38.962)**	**(44.081)**
Swap notes units				
Itaú Unibanco S.A.	IGPM + 5,70%	(1.438)	(1.490)	(1.540)
Merril Lynch	IGPM + 4,20%	(1.320)	(1.368)	(1.416)
Total *notes*		**(2.758)**	**(2.858)**	**(2.956)**
***Swap* capital giro**				
HSBC Bank of Brasil S.A.	132% do CDI + Var TJLP	(2.579)	(3.986)	(5.260)
Total capital giro		**(2.579)**	**(3.986)**	**(5.260)**
Total geral		**(39.178)**	**(45.806)**	**(52.297)**

				31/12/2011
Objetivo de proteção parcial de valorização US$	**Risco**	**Cenário provável**	**Cenário possível (alta de 25%)**	**Cenário remoto (alta de 50%)**
Opções juros bônus perpétuos				
HSBC Bank Brasil S.A.	Apreciação US$	(1.512)	2.789	9.611
Total juros bônus perpétuos		**(1.512)**	**2.789**	**9.611**

27.1. Gerenciamento dos instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas mantêm operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado por meio de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia e de suas Controladas.

27.2. Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia e suas controladas possuem procedimentos de controles preventivos e detectivos que monitoram sua exposição aos riscos de crédito, de mercado, liquidez.

a. Gerenciamento dos riscos de crédito

Risco da Companhia e suas Controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. A exposição máxima ao risco de crédito da Companhia e de suas Controladas é o valor das contas a receber mencionadas anteriormente como consumidores (vide nota explicativa nº 9.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 9.2). A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

b. Gerenciamento de risco de mercado

Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas nos preços de mercado. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação, que possam afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. A mitigação destes riscos ocorre por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, consequentemente, contratação de *hedge*, em sua maioria junto à Instituições Financeiras de primeira linha.

As operações de *hedge* cambial estão atreladas, em sua maioria ao IGP-M. A Administração se utiliza desta estratégia de mitigação de risco de mercado devido ao IGP-M ser o índice de atualização da receita da Companhia e de suas Controladas.

Os principais riscos de mercado que podem afetar o resultado da Companhia e suas controladas é o risco de variação no dólar e nos indexadores da dívida.

As Controladas também apresentam risco cambial referente a compra de energia elétrica de Itaipu Binacional, pois os preços são em dólares. Todavia, a compra dessa energia faz parte da Parcela "A" que tem sua recuperação garantida. Assim, no caso de uma expressiva valorização cambial, o fluxo de caixa das Controladas poderão sofrer variações significativas.

O risco cambial advindo da exposição ao dólar está com saldo menor que o *swap* cambial, isto se deve pelo pagamento antecipado de parte do *Unit Notes* e pela não contratação de *hedge* para a operação de *BOND's* (vide nota explicativa nº 24).

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável foram definidas pela Administração as taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de cálculo utilizada é o valor apresentado nas notas explicativas nº 8, nº 24, nº 25 e nº 26.

Para os ativos e passivos financeiros foi fixado um período de um ano para verificação do impacto no resultado financeiro, sendo desconsiderado os pagamentos do período. Com relação aos derivativos, representados por *swaps* que visam proteger dívidas em moeda estrangeira, a ponta passiva foi sensibilizada no item "f - teste de sensibilidade", enquanto a ponta ativa se encontra sensibilizada no quadro a seguir.

• Risco cambial

Exposição e análise de sensibilidade para operações denominadas em dólar

				Consolidado
	Exposição líquida	**Cenário provável**	**Cenário possível (alta de 25%)**	**Cenário remoto (alta de 50%)**
Ativos Financeiros				
Recebíveis	60.727	3.814	19.949	36.084
Passivos Financeiros				
Mensurado pelo valor justo através do resultado	(954.146)	(59.919)	(313.435)	(566.951)
Mensurado pelo custo amortizado	(197.641)	12.412	64.925	117.538
Total	**(1.091.060)**	**(43.693)**	**(228.561)**	**(413.329)**

Para fins de exposição líquida para operações denominadas em dólar, bem como, para a realização da análise de sensibilidade, a Companhia e suas Controladas consideraram os instrumentos de proteção conjuntamente com os itens que geram exposição cambial.

O quadro acima não contempla os bônus perpétuos emitidos em dólares pela Companhia (vide nota explicativa nº 24.3). Estes são mensurados pelo valor justo com contrapartida no resultado. O valor justo dos mesmos representa sua cotação na data, convertida pela taxa de conversão do dólar, contudo não se pode quantificar sua exposição ao risco cambial. A exposição cambial, de maneira geral, é balanceada pela cotação do bônus, em outras palavras, a cotação dos títulos tende a ter correlação inversa à cotação do dólar. Quanto maior a cotação do dólar frente ao real, maior o risco de crédito próprio da Companhia, logo a cotação tende a cair. A cotação ainda esta sujeita a variações nas condições econômicas no Brasil e no exterior.

• Risco de indexadores

			Companhia
	Cenário provável	**Cenário possível (alta de 25%)**	**Cenário remoto (alta de 50%)**
Ativos Financeiros			
CDI	(642)	1.300	3.243
Passivos Financeiros			
TJLP	-	(1.990)	(3.980)
CDI	8.052	(16.298)	(40.649)
Total	**7.410**	**(16.988)**	**(41.386)**

			Consolidado
	Cenário provável	**Cenário possível (alta de 25%)**	**Cenário remoto (alta de 50%)**
Ativos Financeiros			
CDI	(4.181)	8.462	21.105
TR	-	117	243
Passivos Financeiros			
TJLP	-	(5.360)	(10.720)
CDI	27.914	(56.500)	(140.915)
IPCA	3.045	317	(2.412)
IGPM	2.134	676	(781)
Total	**33.093**	**(60.750)**	**(154.585)**

c. Gerenciamento de risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco da Companhia e de suas Controladas enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia e suas Controladas monitoram o risco de liquidez mantendo caixa e investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos e, também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

Considerando que, com a exceção dos empréstimos e financiamentos, os saldos que representam riscos de liquidez naquela data, estavam todos classificados no curto prazo e que esses valores em virtude do segmento e fluxo financeiro da Companhia e suas Controladas não são significativos. A Administração abriu por faixa de vencimento somente as operações de empréstimos e financiamentos, arrendamento mercantil e debêntures que estão sendo apresentado na nota 24.5, 25.3 e 26.3.

d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado

Condições Restritivas Financeiras *(covenants)*: Determinados contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia e de suas Controladas estão sujeitos a condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos.

A Administração acompanha tempestivamente esses indicadores, como forma de monitoramento e remediação com as instituições financeiras envolvidas, quando necessário. Exceto quanto aos índices financeiros descumpridos mencionados abaixo, os demais foram atendidos em 31/12/2011.

Controlada CELPA: não atendeu os seguintes indicadores:

• Dívida Total/EBITDA menor que 3,50; Dívida Total/(Dívida Total + Patrimônio Líquido) menor que 0,60; Dívida Total de Curto Prazo/EBITDA menor que 0,75, referentes ao contrato de empréstimo com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) cujo montante é de R$ 111.283 (vide nota explicativa nº 17), resultando na reclassificação da dívida do passivo não circulante para o circulante A Companhia tomou providências imediatas, no entanto não recebeu a carta de consentimento (*waiver*), até o encerramento destas informações.

• Dívida Líquida/EBITDA menor que 3,00; Dívida Líquida/(Dívida Líquida + Patrimônio Líquido) menor que 0,70, referentes ao contrato de empréstimo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) cujo montante é de R$ 241.306 (vide nota explicativa nº 17), resultando na reclassificação da dívida do passivo não circulante para o circulante A Companhia tomou providências imediatas, no entanto não recebeu a carta de consentimento (waiver), até o encerramento destas informações.

• Dívida Líquida/EBITDA menor que 4,00, referente aos Bonds cujo montante é de R$ 472.643 (vide nota explicativa nº 17), resultando na reclassificação da dívida do passivo não circulante para o circulante.

27.3. Gerenciamento de riscos relacionados às operações da Companhia e suas Controladas

Nossas receitas operacionais podem ser afetadas positivamente ou negativamente por decisões da ANEEL com relação às nossas tarifas. As tarifas que cobramos pela venda de energia aos consumidores são determinadas de acordo com os contratos de concessão celebrados com a ANEEL e estão sujeitas à discricionariedade regulatória da ANEEL. A mitigação desse risco ocorre pelo monitoramento e aplicação de todas as normas e procedimentos definidos pela ANEEL e um criterioso gerenciamento de custos operacionais.

A ANEEL utiliza, para controle de qualidade dos serviços prestados, os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). As Controladas adotam medidas visando o cumprimento desses indicadores, como a implementação de ações estruturais de logística do atendimento das regiões mais afastadas e planos de melhorias para as regiões metropolitanas. O descumprimento desses indicadores resultam em multas.

a. Gerenciamento de riscos de escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico - ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

b. Risco de não renovação das concessões

As Controladas da Companhia possuem concessões para exploração dos serviços de geração e distribuição de energia elétrica com a expectativa, pela Administração, de que sejam renovadas pela ANEEL e/ou Ministério das Minas e Energia. Caso as renovações das concessões não sejam deferidas pelos órgãos reguladores ou mesmo renovadas mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia ("concessão onerosa") ou estabelecimento de um preço teto, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

A contratação de instrumentos derivativos objetiva proteger a exposição das obrigações da Companhia e suas Controladas ao risco de mercado, principalmente, riscos de variação cambial, que possam resultar em perda financeira. Esses contratos são celebrados em mercado de balcão, em sua maioria diretamente com instituições financeiras de primeira linha. As operações com derivativos da Companhia e de suas Controladas não possuem verificadores nem chamada de margens, sendo liquidados integralmente no vencimento.

28. TAXAS REGULAMENTARES

		Consolidado
	31/12/2011	**31/12/2010**
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR	31.479	4.018
Compensação Financeira Utilização Recursos Hidricos - CFURH	304	152
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	25.219	10.473
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC	92.363	30.023
Taxa de fiscalização - ANEEL	222	185
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	40.556	10.194
Outras	588	542
Total	**190.731**	**55.587**

29. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão das Controladas estabelece a obrigação em aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas estão definidas pelas Leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15/3/2004 e 28/3/2007, respectivamente.

				Consolidado
	Circulante		**Não circulante**	
	31/12/2011	**31/12/2010**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	2.193	1.637	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME	1.075	797	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	33.732	34.315	50.883	40.289
Programa de Eficiência Energética - PEE	70.197	61.832	82.581	62.176
Total	**107.197**	**98.581**	**133.464**	**102.465**

A atualização das parcelas referentes aos PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176, de 28/11/2005, nº 219, de 11/4/2006, nº 300, de 12/2/2008 e nº 316, de 13/5/2008, e Ofício Circular nº 1.644/2009-SFF/ANEEL, de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24/10/2006, com validade a partir de 1/1/2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Dentre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

A realização das obrigações com o PEE e P&D, por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

30. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS - TRABALHISTAS

		Consolidado
	31/12/2011	**31/12/2010**
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	42.208	36.034
Provisão de impostos sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	12.112	9.043
Total	**54.320**	**45.077**

31. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada da seguinte forma:

						Consolidado
	31/12/2011			**31/12/2010**		
	No exercício	**Provisão Saldo acumulado**	**Depósitos judiciais**	**No exercício**	**Provisão Saldo acumulado**	**Depósitos judiciais**
Cíveis - Consumidores (a)	642	14.315	20.675	(1.629)	13.673	18.002
Trabalhistas (b)	31.921	62.021	66.847	(5.582)	30.100	55.311
Fiscais: (c)						
COFINS	-	-	3.149	-	-	3.149
PIS	-	45.662	46.047	(189)	45.662	46.749
Imposto de renda	-	-	4.522	-	-	2.087
Contribuição social	-	-	774	-	-	39
Previdência social	-	-	3.195	-	-	3.190
ICMS	-	-	6.183	-	-	5.499
Outros	1	190	895	189	189	1.852
Subtotal	**1**	**45.852**	**64.765**	**-**	**45.851**	**62.565**
Total	**32.564**	**122.188**	**152.287**	**(7.211)**	**89.624**	**135.878**

	Cíveis	**Trabalhistas**	**Fiscais**	**Total**
Saldo em 31/12/2010	**13.673**	**30.100**	**45.851**	**89.624**
Constituição	3.521	36.899	1	40.421
Baixas/reversão	(2.879)	(4.978)	-	(7.857)
Saldo em 31/12/2011	**14.315**	**62.021**	**45.852**	**122.188**

Contingências passivas possíveis de perda (d):

	Cíveis	**Trabalhistas**	**Fiscais**	**Total**
31/12/2010	59.802	32.474	149	92.425
31/12/2011	79.774	43.971	104	123.849

(a) As ações judiciais de natureza cível referem-se, de maneira geral, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como ações em que consumidores pretendem a devolução de valores, em razão do aumento das tarifas de energia determinado pelas Portarias nº 38 e nº 45/1986, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, no período de congelamento de preços do Plano Cruzado.

(b) As ações judiciais de natureza trabalhista referem-se, de maneira geral, a discussões de ex-empregados pretendendo recebimento de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pelas Companhias reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.

• Foram provisionadas as contingências representadas pelas citadas ações judiciais cíveis e trabalhistas com chances prováveis de perda pelas Companhias, conforme avaliação de seus advogados. De maneira geral, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que as referidas ações com chances prováveis de perda tenham julgamento final e haja o efetivo desembolso pelas Companhias dos valores provisionados, na hipótese de as Companhias serem vencidas nas ações.

(c) Na Controlada CEMAT, dos processos em curso, o processo administrativo decorrente de Auto de Infração e Imposição de Multa - AIIM nº 16741001600003200516 foi julgado parcialmente procedente, cancelando parte da penalidade. O saldo remanescente foi objeto de pedido de compensação que aguarda análise da Secretaria da Fazenda do Estado do Mato Grosso. O AIIM nº 16741001600012200811 tem por objeto os valores de ICMS sobre a demanda contratada que deixaram de ser recolhidos por força de liminares concedidas em ações ajuizadas por usuários de energia. Os Autos de Infração AIIM nº 16741001600008200810 e 11795600160000120071 2 referem-se a crédito supostamente indevido do diferencial de alíquota de ICMS relativo à aquisição de mercadorias destinadas ao ativo permanente da empresa. Se a CEMAT não sair vencedora nesses processos administrativos, ingressará com ação judicial para anular os referidos autos de infração. Estas infrações têm probabilidade de perda remota para a CEMAT.

A Controlada CELTINS sofreu autuação pela Secretaria da Receita Federal, com a aplicação de multa isolada por alegada compensação de tributos de forma não autorizada pela legislação. Foram apresentados impugnação e recurso que aguardam julgamento na esfera administrativa e estimamos em aproximadamente 3 anos o julgamento. Se a CELTINS não sair vencedora nesse processo administrativo, ingressará com ação judicial para anular o referido auto de infração. Esta infração tem probabilidade de perda remota para a CELTINS.

A Controlada EEB sofreu autuação pela Secretaria da Receita Federal, em razão de considerar dedutíveis determinadas despesas financeiras decorrentes de empréstimos financeiros. Foi apresentada impugnação que aguarda julgamento na esfera administrativa e estima-se em aproximadamente 3 anos a decisão final administrativa. Após apresentados todos os recursos, caso a decisão final na esfera administrativa seja desfavorável, a EEB ingressará com ação judicial visando à anulação da autuação. Esta infração tem probabilidade de perda remota para a EEB.

O Mandado de Segurança Coletivo nº 71805305012977-8 foi impetrado pelo SIESP (Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo), representando as Controladas Caiuá, CNEE, EDEVP e EEB, com o objetivo de afastar a exigência indevida do ICMS incidente sobre as parcelas da Subvenção Econômica Baixa Renda, recebidas de acordo com a Lei nº 10.604/2002. Os valores em discussão estão sendo depositados em juízo, de acordo com o recebimento das respectivas parcelas. A segurança foi denegada em primeira instância. Atualmente, aguarda-se o julgamento pelo Tribunal de Justiça de São Paulo do recurso de apelação interposto pelo SIESP.

As ações judiciais de natureza tributária da Controlada ENERSUL possuem depósito judicial. Dentre elas, destaca-se a ação sobre PIS, que discute a inconstitucionalidade de sua cobrança, em vista do disposto no parágrafo 3º do artigo 155 da Constituição Federal, cujo valor também está depositado judicialmente.

(d) As Controladas também apresentaram os valores de suas contingências passivas cujas chances de êxito são possíveis. Por entendermos razoáveis as chances de êxito, não houve provisionamento dos referidos valores e, caso as referidas contingências venham a representar perda, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pelas Controladas. A natureza dos principais processos judiciais é similar aos itens (a) e (b) mencionados anteriormente. As ações judiciais de natureza trabalhista e cível cujas chances de êxito são possíveis referem-se, em sua grande maioria as discussões mencionadas nos itens (a) e (b) acima.

32. INDENIZAÇÕES TRABALHISTAS

				Consolidado
				Circulante
				Total
Vencimento	**PCCS**	**Plano Bresser**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
2011	-	-	-	81.950
2012	20.784	99.666	120.450	-
Ajuste a valor presente (a)	(741)	(1.252)	(1.993)	(3.854)
Total	**20.043**	**98.414**	**118.457**	**78.096**
				Não circulante
				Total
Vencimento	**PCCS**	**Plano Bresser**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
2012	-	-	-	108.259
Ajuste a valor presente (a)	-	-	-	(10.248)
Total	**-**	**-**	**-**	**98.011**

(a) A Controlada CELPA procedeu ao cálculo do AVP projetando as parcelas da dívida pela taxa INPC/IBGE e descontando pela taxa SELIC projetada segundo a expectativa apresentada no boletim FOCUS. Foi elegida a taxa SELIC projetada como taxa de desconto por se considerar que esta reflete os juros compatíveis com a natureza, riscos da dívida, levando em conta as taxas de mercado praticadas na data da transição da Lei nº 11.638/2007. Tendo em vista a natureza e complexidade dos cálculos da indenização, a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foram omitidas, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

Plano Bresser

Em 21/12/2004 a Controlada CELPA e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará firmaram acordo referente à ação judicial que transitava na 4ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo Sindicato que pleiteava 26,06% de reajuste sobre os salários congelados em junho de 1987, denominado Plano Bresser, homologado em todos os termos da petição.

O valor homologado no acordo corresponde ao montante de R$ 370.000, sujeito à atualização pela variação acumulada do INPC/IBGE, pagáveis mensalmente até 25/8/2012. No exercício findo em 31/12/2011, o impacto no resultado da Controlada relativo à atualização monetária foi de R$ 13.629 (R$ 13.287 em 31/12/2010).

Plano de Classificação de Cargos e Salários (PCCS)

Em 18/12/2008 foi homologado o acordo entre a Controlada CELPA e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Pará referente à ação judicial que transitava na 12ª Vara Trabalhista de Belém do Pará, movida pelo Sindicato que pleiteava a anulação das alterações feitas na estrutura do Plano de Classificação de Cargos e Salários (PCCS), homologado em todos os termos da petição.

O valor homologado no acordo corresponde ao montante de R$ 75.000, sujeito a atualização anual pela variação acumulada do INPC/IBGE nos doze meses anteriores, pagáveis mensalmente até 20/12/2012.

No exercício findo em 31/12/2011, o impacto no resultado da Controlada relativo à atualização monetária foi de R$ 2.525 (R$ 2.314 em 31/12/2010).

33. OUTROS PASSIVOS

				Consolidado
	Circulante		**Não circulante**	
	31/12/2011	**31/12/2010**	**31/12/2011**	**31/12/2010**
Convênios de arrecadação	5.562	5.501	-	-
Taxa de iluminação pública	47.472	42.880	-	-
Adiantamento de consumidores	32.517	33.807	11.404	21.204
Empréstimo compulsório - Eletrobrás	789	786	-	-
Encargos tarifários (a)	32.017	15.034	-	-
Aquisição de acervo	56	56	2.938	2.938
Reserva para reversão/amortização (b)	-	-	8.249	8.249
Rede Lajeado Energia S.A. (c)	4.106	3.679	23.692	24.986
C. R. Almeida S.A. - Engenharia e Construções (d)	31.502	24.807	2.757	18.357
Encargos ex-isolados	2.987	3.992	-	-
Uso do Bem Público	214	191	2.712	2.610
Subvenção PIS - CCC	-	-	10.428	6.161
Subvenção COFINS - CCC	-	-	48.030	28.379
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	3.018	-	13.615	12.201
Entidades seguradoras	779	3.855	-	-
Outros credores	12.648	11.306	13.345	5.694
Total	**173.667**	**145.894**	**137.170**	**130.779**

(a) Refere-se a encargos de capacidade emergencial e encargos de aquisição de energia elétrica.

(b) Refere-se a recursos das Controladas aplicados até 31/12/1971, na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica, nos termos do regulamento da legislação vigente.

(c) Referem-se a saldos de contratos de conta corrente entre a Companhia e a Controlada Tangará Energia S.A. com a Rede Lajeado Energia S.A., firmado em 31/8/2004, com prazo de pagamento de 120 meses, tendo carência de 18 meses para o início do pagamento. A remuneração é de 100% CDI.

(d) Refere-se ao parcelamento da Controlada CELPA da ação ordinária de indenização de autos nº 193.1.002606-0 junto a C.R. Almeida S.A. - Engenharia e Construções, a ser pago em 50 parcelas mensais e sucessivas, corrigidas pelo IGP-M acrescidas de juros de 6% ao ano.

34. PATRIMÔNIO LÍQUIDO - COMPANHIA

34.1. Capital social

O capital social da Companhia em 31/12/2011 é de R$ 1.343.974 (R$ 714.552 em 31/12/2010) e sua composição é a seguinte:

						Número de ações em milhares
Acionistas	**Ordinárias**	**%**	**Preferenciais**	**%**	**Total**	**%**
Emp. de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	243.735	82,87	47.380	35,76	291.115	68,24
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.	43.614	14,83	6.680	5,04	50.294	11,79
Outros	6.761	2,30	78.422	59,19	85.183	19,97
	294.110	**100,00**	**132.482**	**100,00**	**426.592**	**100,00**

Em 30/6/2011, a Assembléia Geral Extraordinária (AGE) aprovou o cancelamento de 29.431.121 (vinte e nove milhões, quatrocentas e trinta e um mil, cento e vinte e uma) ações, sendo 19.025.323 (dezenove milhões, vinte e cinco mil, trezentas e vinte e três) ações ordinárias e 10.405.798 (dez milhões, quatrocentas e cinco mil, setecentas e noventa e oito) ações preferenciais emitidas e não subscritas no âmbito do Aumento de Capital aprovado na AGE de 16/8/2010 e homologou, à vista da subscrição realizada pelos acionistas da Companhia, o aumento do capital aprovado na AGE de 16/8/2010, de R$ 714.552 para R$ 1.343.974, sendo o aumento de R$ 629.422, realizado mediante a emissão de 104.516.214 (cento e quatro milhões, quinhentas e dezesseis mil, duzentas e quatorze) ações escriturais nominativas, sendo 72.951.640 (setenta e dois milhões, novecentas e cinqüenta e uma mil, seiscentas e quarenta) ações ordinárias e 31.564.574 (trinta e um milhões, quinhentas e sessenta e quatro mil, quinhentas e setenta e quatro) ações preferenciais, sem valor nominal.

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos pagos às ações preferenciais correspondem a 10% superiores àqueles pagos às ações ordinárias.

Nas Assembléias Gerais, cada ação ordinária dá direito a um voto. As ações preferenciais serão inconversíveis em ações ordinárias e não terão direito de voto nas Assembléias Gerais. Cada ação preferencial fará jus a:

a. Recebimento de dividendos não cumulativos, no mínimo 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos às ações ordinárias;

b. Prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, em caso de liquidação da sociedade, e depois de reembolsadas as ações ordinárias, participação igualitária com essas últimas no rateio do excesso do patrimônio líquido que se verificar;

c. Participação em igualdade de condições com as ações ordinárias na distribuição, pela sociedade, de lucros, bonificações ou outras vantagens, inclusive nos casos de aumentos de capital decorrentes de capitalização de reservas.

34.2. Adiantamento para futuro aumento de capital

O valor do aumento de capital social homologado, conforme mencionado acima, foi registrado até a sua homologação na rubrica "Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC".

34.3. Transações de capital

	31/12/2011	31/12/2010
Ajustes de avaliação patrimonial na controlada Tangará Energia S.A.	26.485	26.485
	26.485	**26.485**

34.4. Outros resultados abrangentes

	31/12/2011	31/12/2010
Reserva de reavaliação	372.873	411.788
Custo atribuído	27.353	28.357
	400.226	**440.145**

35. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
RECEITA BRUTA DE VENDAS		
Fornecimento de energia elétrica	4.840.276	4.348.225
Disponibilização do sistema de distribuição	4.325.717	3.753.312
Suprimento de energia elétrica	254.584	246.898
Receita de construção (a)	1.585.023	1.275.967
Outras receitas	92.386	106.165
Total da receita bruta de vendas	**11.097.986**	**9.730.567**
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA		
Tributos diretos:		
ICMS	(1.792.102)	(1.594.775)

	Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
PIS	(157.488)	(140.603)
COFINS	(725.378)	(647.564)
ISS	(1.720)	(1.598)
Subtotal	**(2.676.688)**	**(2.384.540)**
Encargos do consumidor:		
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR	(103.316)	(57.689)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	(288.544)	(218.112)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(155.276)	(133.223)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(11.626)	(10.633)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(11.622)	(10.639)
Estudo de Pesquisa Energética - EPE	(5.811)	(5.321)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(28.321)	(25.815)
Encargos de capacidade emergencial	(17.470)	(11.278)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN	(16.890)	(12.589)
Subtotal	**(638.876)**	**(485.299)**
Total das deduções da receita bruta	**(3.315.564)**	**(2.869.839)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**7.782.422**	**6.860.728**

(a) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, sendo a receita de construção igual a custo de construção.

35.1. Receita bruta de vendas

	Nº de consumidores		MWh		R$	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Residencial	3.974.456	3.797.087	7.202.010	6.940.013	3.447.286	3.011.168
Industrial	45.942	41.888	4.527.808	4.298.997	1.588.096	1.464.310
Comercial, Serv. Outras atividades	377.801	364.306	4.405.508	4.150.003	2.150.085	1.881.009
Rural	464.631	444.810	1.717.359	1.591.919	516.391	431.399
Poder público	48.349	46.372	1.146.457	1.108.819	536.060	483.107
Iluminação pública	3.949	3.710	948.471	921.951	231.557	208.814
Serviço público	5.314	5.127	742.646	719.507	229.381	205.809
Consumo próprio	1.096	1.054	57.318	56.425	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	56.156	35.462
Receita do uso rede elétrica	-	-	-	-	290.974	171.322
Redução receita baixa renda	-	-	-	-	76.514	121.395
Reposição tarifária extraordinária	-	-	-	-	-	(6.152)
Fornec. não faturado -repos. tarifária	-	-	-	-	14.485	93.140
Provisão redução tarifa irrigação	-	-	-		1.688	754
Fornec. não faturado - diferimento de TUSD	-	-	-	-	27.320	-
	4.921.538	**4.704.354**	**20.747.577**	**19.787.634**	**9.165.993**	**8.101.537**
Suprimento	-	-	3.629.435	2.603.966	254.584	246.898
Receita de construção	-	-	-	-	1.585.023	1.275.967
Outras Receitas	-	-	-	-	92.386	106.165
	4.921.538	**4.704.354**	**24.377.012**	**22.391.600**	**11.097.986**	**9.730.567**

35.2. Reconciliação da alíquota efetiva de PIS e COFINS

	31/12/2011		31/12/2010	
	PIS	COFINS	PIS	COFINS
Fornecimento de energia elétrica - sistema não cumulativo	9.544.319	9.544.319	8.517.449	8.517.449
Alíquota	1,65%	7,60%	1,65%	7,60%
Subtotal	**157.481**	**725.368**	**140.538**	**647.326**
Energia elétrica de curto prazo - sistema cumulativo	16.116	16.116	19.616	19.616
Alíquota	0,65%	3,00%	0,65%	3,00%
Subtotal	**105**	**483**	**128**	**588**
Reversão de despesa	(98)	(474)	(62)	(351)
Valor da Contribuição	**157.488**	**725.378**	**140.603**	**647.564**
(-) Créditos a descontar				
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(44.456)	(204.075)	(40.601)	(187.016)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(9.469)	(44.305)	(7.551)	(34.777)
Materiais e serviços utilizados como insumos	(10.534)	(48.525)	(9.506)	(43.786)
Depreciação e amortização	(4.699)	(21.646)	(3.797)	(17.451)
Outros	(256)	(751)	(177)	(811)
Subtotal	**(69.414)**	**(319.302)**	**(61.632)**	**(283.841)**
Valor da Contribuição liquida	**88.074**	**406.076**	**78.971**	**363.723**
Alíquota efetiva anual (b)	**0,92%**	**4,25%**	**0,93%**	**4,27%**

(a) Vide nota explicativa nº 36.

(b) Com a alteração na sistemática de cobrança pelo órgão regulador que excluiu o PIS e a COFINS da tarifa, a alíquota efetiva representa o valor médio a integrar o preço final a ser pago pelo consumidor pelo serviço público de distribuição de energia elétrica. O PIS/PASEP e a COFINS são cobrados de acordo com as Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, e a alteração na forma de cobrança trouxe a possibilidade de que seus valores sejam fiscalizados não apenas pela ANEEL, mas por cada um dos consumidores de energia elétrica,visto que passaram a ser cobrados de forma destacada nas suas faturas, a exemplo do que ocorre com o ICMS.

36. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	MWh		R$	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Energia de Itaipu - Binacional	2.734.730	2.593.816	241.964	241.577
Energia de leilão	17.387.626	15.373.004	1.539.529	1.454.782
Energia bilateral	9.032.386	8.680.216	1.284.639	1.150.479
Energia de curto prazo - CCEE	93.106	96.490	43.547	41.641
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	506.549	527.377	98.489	92.514
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(248.531)	(227.617)
Total	**29.754.397**	**27.270.903**	**2.959.637**	**2.753.376**

37. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

	Companhia					
	Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Administradores	(2.415)	(2.032)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(1.434)	(3.967)	-	-	-	-
Arrendamentos e aluguéis	(2)	(5)	-	-	-	-
Seguros	-	(14)	-	-	-	-
Tributos	(8)	(3)	-	-	-	-
Outros	(5)	(8)	14.805	7.688	(100)	(253)
Total	**(3.864)**	**(6.029)**	**14.805**	**7.688**	**(100)**	**(253)**

	Consolidado							
	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Pessoal	(48.067)	(21.762)	(124.646)	(125.591)	-	-	-	-
Administradores	-	-	(36.856)	(32.644)	-	-	-	-
Material	(2.977)	(1.778)	(19.404)	(14.884)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(114.816)	(128.555)	(140.945)	(174.695)	-	-	-	-
Compensação Fin. Utiliz. Rec. Hídricos - CFURH	-	-	-	-	-	-	(1.357)	(1.099)
Depreciação e amortização	-	(193)	(36.298)	(31.717)	-	-	(1.541)	(3.350)
Arrendamentos e aluguéis	(205)	(224)	(16.445)	(15.516)	-	-	-	-
Seguros	(149)	(1.439)	(1.837)	(6.452)	-	-	-	-
Tributos	(2.633)	(28.947)	(7.266)	(8.756)	-	-	(13.858)	(12.187)
Provisão (líquida de reversão)	(2.221)	-	-	-	-	-	(32.929)	9.596
Doações, contribuições e subvenções	-	-	(210)	-	-	-	(5.326)	(6.429)
Outros	(54.044)	(444)	(28.136)	(23.541)	-	-	(1.596)	1.052
Subtotal de despesas	**(225.112)**	**(183.342)**	**(412.043)**	**(433.796)**	**-**	**-**	**(56.607)**	**(12.417)**
Outros Resultados:								
Provisão (líquida de reversão)	-	-	-	-	-	-	1.096	-
Ganho na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	6.038	16.957	-	-
Perda na desativação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(72.572)	(27.672)
Perda na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(2.184)	(9.080)
Perdas	-	-	-	-	-	-	-	(2.691)
Sobra/Falta no inventário dos estoques	-	-	-	-	6.914	-	(5.712)	-
Perda no valor recuperável	-	-	-	-	-	-	(19.508)	-
Outros	-	-	-	-	18.041	14.668	(2.484)	(5.344)
Subtotal de outros resultados	**-**	**-**	**-**	**-**	**30.993**	**31.625**	**(101.364)**	**(44.787)**
Total	**(225.112)**	**(183.342)**	**(412.043)**	**(433.796)**	**30.993**	**31.625**	**(157.971)**	**(57.204)**

	Consolidado			
Despesas com pessoal:	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Remuneração	(37.954)	(16.864)	(126.031)	(102.175)
Encargos sociais - INSS	(9.498)	(3.560)	(19.723)	(15.800)
Encargos sociais - FGTS	(2.743)	(941)	(6.028)	(3.812)
Encargos sociais - Outros	(81)	(126)	(519)	(797)
Programa de incentivo a aposentadoria e demissão voluntária	-	-	(1.221)	(88)
Contribuição como mantenedor da fundação	(1.044)	(228)	(2.184)	(2.361)
Indenização sobre o saldo do FGTS	(668)	(43)	(798)	(682)
(-) Transferências para ordens em curso	3.921	-	31.858	36
Total despesas com pessoal	**(48.067)**	**(21.762)**	**(124.646)**	**(125.679)**

38. RESULTADO FINANCEIRO

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras:				
Renda de aplicação financeira	7.817	2.577	63.158	43.219
Mútuo com partes relacionadas	58.493	80.833	59.232	45.707
Juros ativos	33.271	32.775	52.452	76.790
Variação monetária	1.586	1.781	12.489	9.608
Variação cambial	144.041	158.423	324.006	275.125
Acréscimos moratórios	-	-	135.680	115.162
Ajuste a valor presente	-	-	94.529	68.011
Ajuste marcação a mercado	348.673	90.346	419.844	161.267
Operações de *swap*	3.678	-	54.945	67.481
Outras receitas financeiras	(822)	(1.042)	34.091	20.749
Total das receitas financeiras	**596.737**	**365.693**	**1.250.426**	**883.119**

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Despesas financeiras:				
Encargos de dívidas				
Moeda nacional	(156.360)	(116.906)	(604.387)	(425.013)
Moeda estrangeira	(106.817)	(111.147)	(176.878)	(156.323)
Mútuo com partes relacionadas	(57.104)	(50.543)	(23.823)	(25.862)
Subtotal	**(320.281)**	**(278.596)**	**(805.088)**	**(607.198)**
Variações monetárias				
Moeda nacional	(1.648)	(1.801)	(54.096)	(108.500)
Moeda estrangeira	(251.065)	(120.510)	(541.159)	(211.722)
Subtotal	**(252.713)**	**(122.311)**	**(595.255)**	**(320.222)**
Juros / multas	(4.782)	(1.371)	(348.855)	(252.247)
Ajuste a valor presente	-	-	(110.982)	(80.532)
Ajuste marcação a mercado	(205.352)	(276.996)	(279.798)	(339.717)
Operações de *swap*	(6.035)	-	(94.965)	(185.207)
IOF	(7.629)	(11.929)	(34.200)	(35.104)
Encargos financeiros - parcelamento Lei nº 11.941/2009	-	-	(56.445)	(39.288)
Outras despesas financeiras	(2.510)	(1.630)	(79.140)	(118.925)
Total das despesas financeiras	**(799.302)**	**(692.833)**	**(2.404.728)**	**(1.978.440)**
Resultado financeiro	**(202.565)**	**(327.140)**	**(1.154.302)**	**(1.095.321)**

39. PREJUÍZO POR AÇÃO

Cálculo do prejuízo por ação (em milhares, exceto valor por ação):

Resultado básico por ação:	31/12/2011	31/12/2010
Numerador		
Prejuízo líquido do exercício		
Para acionistas preferenciais	(213.752)	(115.288)
Para acionistas ordinários	(474.283)	(253.557)
	(688.035)	**(368.845)**
	31/12/2011	**31/12/2010**
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações preferenciais	132.553	109.101
Média ponderada de número de ações ordinárias	294.115	239.950
	426.668	**349.051**
Resultado básico por ação		
Ação preferencial	(1,61)	(1,06)
Ação ordinária	(1,61)	(1,06)

40. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

As Controladas possuem programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, com base em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no exercício de 2011 foi de R$ 23.855 (R$ 17.954 em 2010) no Consolidado.

41. REAJUSTE TARIFÁRIO

Durante o exercício de 2011, algumas das Controladas passaram pelo processo de IRT - Índice de Reajuste Tarifário Anual. Conforme previsto no contrato de concessão das empresas, os processos ocorreram da seguinte forma:

a. ENERSUL

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.128, de 5/4/2011 e da Nota Técnica nº 71/2011-SRE/ANEEL, de 30/3/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada ENERSUL fixando o reajuste médio em 12,33% (doze vírgula trinta e três por cento), sendo 7,95% (sete vírgula noventa e cinco por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico, 4,38% (quatro vírgula trinta e oito por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes ao processo tarifário e a quarta parcela do ajuste financeiro decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, de -R$ 636.607,22 (menos seiscentos e trinta e seis mil, seiscentos e sete reais e vinte e dois centavos), correspondendo a um efeito médio de 17,49% (dezessete vírgula quarenta e nove por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 8/4/2011 a 7/4/2012.

b. CEMAT

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.131, de 5/4/2011 e da Nota Técnica nº 67/2011-SRE/ANEEL, de 30/3/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada CEMAT fixando o reajuste médio em 18,06% (dezoito vírgula zero seis por cento), sendo 10,98% (dez vírgula noventa e oito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 7,08% (sete vírgula zero oito por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 12,89% (doze vírgula oitenta e nove por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 8/4/2011 a 7/4/2012.

c. CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.145, de 3/5/2011 e da Nota Técnica nº 104/2011-SRE/ANEEL, de 28/4/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada CAIUÁ - D fixando o reajuste médio em 7,97% (sete vírgula noventa e sete por cento), sendo 5,93% (cinco vírgula noventa e três por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,04% (dois vírgula zero quatro por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 5,67% (cinco vírgula sessenta e sete por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 10/5/2011 a 9/5/2012.

d. EDEVP

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.148, de 3/5/2011 e da Nota Técnica nº 105/2011-SRE/ANEEL, de 28/4/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada EDEVP fixando o reajuste médio em 5,97% (cinco vírgula noventa e sete por cento), sendo 5,94% (cinco vírgula noventa e quatro por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 0,03% (zero vírgula zero três por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 11,50% (onze vírgula cinquenta por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 10/5/2011 a 9/5/2012.

e. EEB

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.146, de 3/5/2011 e da Nota Técnica nº 108/2011-SRE/ANEEL, de 28/4/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada EEB fixando o reajuste médio em 8,12% (oito vírgula doze por cento), sendo 6,78% (seis vírgula setenta e oito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 1,34% (um vírgula trinta e quatro por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 5,48% (cinco vírgula quarenta e oito por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 10/5/2011 a 9/5/2012.

f. CNEE

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.147, de 3/5/2011 e da Nota Técnica nº 106/2011-SRE/ANEEL, de 28/4/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada CNEE fixando o reajuste médio em 12,62% (doze vírgula sessenta e dois por cento), sendo 5,52% (cinco vírgula cinqüenta e dois por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 7,10% (sete vírgula dez por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 5,47% (cinco vírgula quarenta e sete por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 10/5/2011 a 9/5/2012.

g. CFLO

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.161, de 21/6/2011 e da Nota Técnica nº 162/2011-SRE/ANEEL, de 15/6/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada CFLO fixando o reajuste médio em 5,04% (cinco vírgula zero quatro por cento), sendo 2,84% (dois vírgula oitenta e quatro por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,20% (dois vírgula vinte por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 2,80% (dois vírgula oitenta por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 29/6/2011 a 28/6/2012.

h. CELTINS

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.176, de 28/6/2011, e das Notas Técnicas nº 175/2011-SRE/ANEEL de 27/6/2011 e nº 178/2011-SRE/ANEEL de 29/6/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011 da Controlada CELTINS fixando o reajuste médio em 13,48% (treze vírgula quarenta e oito por cento), sendo 8,67% (oito vírgula sessenta e sete por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 4,81% (quatro vírgula oitenta e um por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 12,75% (doze vírgula setenta e cinco por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 4/7/2011 a 3/7/2012.

i. CELPA

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1.188 de 2/8/2011, prorrogou a vigência das tarifas de distribuição de energia elétrica da Resolução Homologatória nº 1.035 de 3/8/2010, que estariam vigentes até 6/8/2011. Esta prorrogação está prevista até o término em definitivo do processo da 3ª Revisão Tarifária da Companhia. A variação de receita decorrente da diferença entre as tarifas aplicadas no período provisório e as definidas na homologação dos resultados definitivos, será calculada e compensada retroativamente à data contratual. Até o encerramento destas demonstrações a situação permanece inalterada.

42. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO

42.1. Contexto

Os planos do grupo Rede Energia são patrocinados pelas seguintes empresas: Rede Energia S.A., Caiuá Distribuição de Energia S.A., Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, Companhia Força e Luz do Oeste, Companhia Nacional de Energia Elétrica, Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema

S.A., Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A., Rede Comercializadora de Energia S.A., Elucid Solutions S.A., Denerge - Desenvolvimento Energético S.A., Rede Power do Brasil S.A, BBPM - Participações S.A. Companhia Elétrica do Estado da Pará - CELPA, Centrais Elétricas Matogrossenses - CEMAT e Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - ENERSUL.

42.2. Sumário dos planos de benefícios

O grupo Rede Energia, com exceção da Controlada Enersul, tem como "veículo financeiro" dos seus planos de benefícios previdenciários a REDEPREV - Fundação Rede de Previdência, pessoa jurídica de direito privado, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar. É resultado do processo de fusão das seguintes fundações: a) FUNREDE - Fundação Rede de Seguridade; b) FUNGRAPA - Fundação Grão Pará de Previdência e c) PREVIMAT - Fundação de Previdência e Assistência Social dos Empregados da CEMAT.

A Controlada Enersul tem como "veículo financeiro" dos seus planos de benefícios previdenciários a Fundação Enersul, pessoa jurídica de direito privado, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 206, de 8/7/2005, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

Os planos de benefícios previdenciários patrocinados pelo grupo Rede Energia e suas Controladas são descritos a seguir:

• REDEPREV

a. Planos de Benefícios BD-I:

Estão estruturados na forma de Benefícios Definido e a adesão de novos participantes foi bloqueada (Elétricas 31/12/1998, CEMAT 1/1/1999 e CELPA 1/1/1998). Asseguram benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

b. Plano de Benefícios CELPA BD-II:

Instituído em 1/1/1998, encontra-se em extinção desde 1/4/2000, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. O Plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos participantes ativos, assistidos e pela patrocinadora. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

c. Planos de Benefícios - R:

Obtiveram autorização e aprovação para a aplicação do seu regulamento através da Portaria nº 880, de 12/1/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. Asseguram os seguintes benefícios: suplementação da aposentadoria por invalidez, suplementação do auxílio-doença, suplementação da pensão por morte e pecúlio por morte. Os planos estão estruturados na forma de Benefício Definido e os benefícios são custeados exclusivamente pelas Patrocinadoras. Antes da fusão os planos eram contabilizados em separado, e a partir de então as contas são prestadas de forma comum, em um único balancete, por conta da legislação que regula as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta Avaliação e para o cumprimento do CPC 33 - Benefício a empregados, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais, das despesas com contribuições, dos custos e do Ativo do Plano de Benefícios R, por Empresa Patrocinadora.

d. Planos de Benefícios OP:

Instituído em 1/1/1999 (CEMAT e Elétricas) e 1/4/2000 (CELPA), asseguram o benefício de renda mensal vitalícia, após o prazo de diferimento. Durante o prazo de diferimento do benefício, estes planos estão estruturados na modalidade de Contribuição Definida e o valor da Renda Mensal Vitalícia está sempre vinculado ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante. A renda mensal vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente anualmente, sendo nesta fase considerada Benefício Definido. O custeio do plano é feito pelos participantes ativos e pelas patrocinadoras. Os participantes contribuem, a sua escolha, com um percentual de 2% a 20% do salário contribuição e as patrocinadoras, por sua vez, contribuem com um adicional de 10% sobre o valor contribuído pelos participantes.

A contribuição das patrocinadoras durante o exercício de 2011 foi de R$ 1.209 (R$ 1.068 em 2010).

• FUNDAÇÃO ENERSUL

a. Plano de Benefícios I:

Instituído em 18/7/1989, encontra-se em extinção desde 1/5/2002, data em que foi bloqueada a adesão de novos participantes. São assegurados os benefícios suplementares de complementação de aposentadoria por tempo de contribuição, complementação de aposentadoria especial, complementação de aposentadoria por idade, e complementação de aposentadoria por invalidez, complementação de pensão por morte e abono anual. O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos assistidos.

b. Plano de Benefícios II:

Instituído em 1/5/2002, encontra-se em manutenção. A última alteração do regulamento foi efetuada em atendimento à Resolução CGPC 19, de 25/9/2006, tendo sido aprovada pela Secretaria de Previdência Complementar do MPS, através do Ofício Circular nº 1.530/SPC/DETEC/CGAT, de 24/5/2007. Assegura os benefícios de aposentadoria normal ou antecipada, aposentadoria por invalidez, pensão por morte de ativo e pensão por morte de aposentado.

Durante o prazo de diferimento do benefício, este plano está estruturado na modalidade de Contribuição Definida operacionalizado em cotas patrimoniais. Quando da concessão, o benefício é pago sob a forma de renda mensal, determinada por um fator atuarial sobre o saldo de conta aplicável existente na data do cálculo. O saldo de conta aplicável corresponde ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante. A contribuição da Enersul durante o exercício de 2011 foi de R$ 2.830 (R$ 2.464 em 2010).

A renda mensal, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente anualmente, sendo nesta fase considerada Benefício Definido.

Para os participantes que fizeram a migração do Plano de Benefícios I para o Plano de Benefícios II e que efetuaram a contribuição inicial, o benefício de Renda Mensal tem uma garantia mínima na modalidade de Benefício Definido.

O custeio é efetuado pelos participantes e pela patrocinadora.

42.3. Situação Financeira dos Planos de Benefícios - Avaliação Atuarial - data base 31/12/2011

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia e suas controladas em 31/12/2011, os planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pelo CPC 33 - Benefício a empregados, são conforme segue:

a. Número de participantes/beneficiários:

	REDEPREV				Fundação Enersul		
	BD-I	BD-II	R	OP	Plano I	Plano II	Total
Número Participantes	28	13	6.611	6.600	4	623	13.879
Número Assistidos	600	178	67	356	226	43	1.470
Número Benefiiciários Pensionistas	197	138	46	37	89	11	518
Total	**825**	**329**	**6.724**	**6.993**	**319**	**677**	**15.867**

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

	Taxa Avaliação Atuarial 2011	Taxa Avaliação Atuarial 2010
1. Taxa de desconto para o cálculo do valor presente	5,5% - todos os planos	6,00% líquido - plano de risco 5,50% líquido - demais planos
2. Taxa de rendimento esperada sobre os ativos dos planos	5,5% - todos os planos	6,00% líquido - plano de risco 5,50% líquido - demais planos
3. Taxa de crescimento salarial futuro	4,81% (2% líquido)	4,08% (2% líquido)
4. Taxa de crescimento real dos benefícios:		
Da previdência Social	-	-
Do Plano	-	-
5. Taxa de inflação	2,81%	2,08%
6. Fator de capacidade:		
Dos salários	1,00	1,00
Dos benefícios	1,00	1,00
7. Tábua de mortalidade geral	AT 2000 - Male	AT 2000 - Male
8. Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2010, ambos os sexos	IBGE 2009, ambos os sexos
9. Tábua de entrada em invalidez	Nula	Nula
10. Tábua de rotatividade	Nula	Nula

As premissas atuariais adotadas são imparciais e mutuamente compatíveis. A taxa de desconto é baseada em taxas de mercado de títulos corporativos de alta qualidade com prazos e moeda semelhante às obrigações. A taxa de rendimento esperado sobre os ativos do plano reflete as expectativas do mercado no início do período, relativas a rendimentos ao longo da vida da obrigação. A taxa de crescimento salarial é baseada na experiência histórica da Companhia e suas controladas.

c. Síntese da Avaliação Atuarial:

	REDEPREV					Fundação ENERSUL			
	BD-I	BD - II	R	OP	Total	Plano I	Plano II	Total	Consolidado
1. Exigível atuarial	199.322	50.678	36.572	352.834	639.406	74.416	135.282	209.698	849.104
2. Benefícios concedidos									
Aposentadoria	155.257	32.734	-	117.861	305.852	56.954	4.152	61.106	366.958
Invalidez	7.983	2.009	19.340	-	29.332	5.684	1.864	7.548	36.880
Pensão	26.426	13.441	17.232	9.250	66.349	11.778	2.433	14.211	80.560
3. Benefícios a conceder									
Benefício definido	9.656	2.494	-	-	12.150	-	9.835	9.835	21.985
Contribuição definida	-	-	-	225.723	225.723	-	116.998	116.998	342.721

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	REDEPREV		Fundação ENERSUL		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valor presente da obrigação de benefício definido						
Saldo no início do exercício	**269.771**	**264.942**	**71.370**	**69.368**	**341.141**	**334.310**
Custo do serviço corrente	16.686	4.828	2.884	2.002	19.570	6.830
Custo dos juros	14.836	14.700	3.568	3.815	18.404	18.515
Benefícios pagos	(27.219)	(26.076)	(6.117)	(5.281)	(33.336)	(31.357)
(Ganhos)/Perdas atuariais	12.498	11.377	2.711	1.466	15.209	12.843
Saldo no final do exercício	**286.572**	**269.771**	**74.416**	**71.370**	**360.988**	**341.141**
Valor justo dos ativos do plano						
Saldo no início do exercício	**339.586**	**314.895**	**105.776**	**91.285**	**445.362**	**406.180**
Retorno esperado	18.676	17.462	5.289	5.021	23.965	22.483
Contrib. recebidas do empregador/participantes	6.152	4.760	163	144	6.315	4.904
Benefícios pagos	(27.219)	(26.076)	(6.117)	(5.281)	(33.336)	(31.357)
Ganho/(Perda) atuarial	31.389	28.545	15.917	14.607	47.306	43.152
Saldo no final do exercício	**368.584**	**339.586**	**121.028**	**105.776**	**489.612**	**445.362**
Posição líquida	**82.012**	**69.815**	**46.612**	**34.406**	**128.624**	**104.221**
Não reconhecida	82.012	69.815	46.612	34.406	128.624	104.221
Reconhecida	-	-	-	-	-	-

e. Composição dos ativos dos planos:

	REDEPREV		Fundação ENERSUL		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Disponível, gestão previdêncial e administrativa	7.771	10.943	1.140	611	8.911	11.554
Investimentos						
Títulos públicos	110.929	104.851	97.430	-	208.359	104.851
Créditos privados e depósitos	179.880	145.045	14.571	14.533	194.451	159.578
Ações	7.341	10.901	-	-	7.341	10.901
Fundos de investimento	51.274	63.346	8.715	84.892	59.989	148.238
Imobiliários	15.158	12.146	1.264	795	16.422	12.941
Empréstimos e financiamentos	3.850	3.044	669	576	4.519	3.620
Outros realizáveis	9	14	-	-	9	14
Total	**376.212**	**350.290**	**123.789**	**101.407**	**500.001**	**451.697**

42.4. Reconciliação contábil

	CELPA		CEMAT		
	Passivo atuarial não coberto (a)	Confissão de dívida (b)	Confissão de dívida (c)	Contribuição corrente	Total
Saldo em 31/12/2010	**13.983**	**1.720**	**20.716**	**2.899**	**39.318**
Despesa do exercício	-	24	2.319	-	2.343
Pagamentos de contribuições / dívida	-	(1.744)	(7.679)	(2.899)	(12.322)
Constituição de passivo atuarial	352	-	-	-	352
Contribuição corrente	-	-	-	4.524	4.524
Saldo em 31/12/2011	**14.335**	**-**	**15.356**	**4.524**	**34.215**
Benefícios pós emprego - circulante					12.202
Benefícios pós emprego - não circulante					7.678
Plano de aposentadoria e pensão					14.335

(a) Passivo atuarial não coberto: tem origem em acordo firmado entre a controlada CELPA e os ex-empregados e pensionistas. Nos termos do acordo, deliberado pela Resolução nº 10 de 4/8/1989, pela Administração da CELPA e passando a vigorar a partir de 11/6/1996, que conferiu direitos e benefícios previdenciários ao grupo de pessoas acima referido. A CELPA mantém provisionado integralmente o valor apurado deste passivo atuarial na rubrica "Plano de aposentadoria e pensão".

(b) Contas a pagar à Redeprev - Confissão de dívida - CELPA: em 7/6/1996 foi assinado o Instrumento Particular de Confissão de Dívida, consolidando dívidas no montante de R$ 12.727 naquela data. O valor contratado está sendo amortizado em 180 parcelas mensais, atualizadas monetariamente pela variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC e acrescidas de juros de 0,5% ao mês, com vencimento final em 30/6/2011.

(c) Contas a pagar à Redeprev - Confissão de dívida - CEMAT: em 29/1/2003 foi firmado contrato de Parcelamento de dívida, relativo à reserva matemática no montante de R$ 23.240 que será amortizado em 132 parcelas mensais e sucessivas, sendo a última em 31/12/2013, atualizadas monetariamente pelo INPC + 6% de juros a.a. Em 18/7/2006 foi firmado um instrumento particular de contrato de amortização de insuficiência atuarial no valor de R$ 2.500, dos quais R$ 1.142 referem-se à cobertura integral da insuficiência verificada no plano de benefício, e R$ 1.358 com vistas à constituição de fundo de cobertura de oscilação de risco, esse montante será pago em 60 parcelas mensais e sucessivas a partir de 30/7/2006 acrescido de juros de 6% a.a + INPC. O saldo dos contratos em 31/12/2011 resultou no montante de R$ 15.356, sendo R$ 7.678 no passivo circulante e R$ 7.678 no passivo não circulante (R$ 20.716, R$ 7.072 e R$ 13.644 em 31/12/2010, respectivamente), integrando o saldo da rubrica "Benefícios pós-emprego".

43. SEGUROS - COMPANHIA

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que sejam civilmente responsáveis por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade.

As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria das Demonstrações Financeiras e, consequentemente, não foram analisadas pelos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramo de seguro	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RCG	31/10/12	R$ 20.000	-
D&O	30/09/12	R$ 45.000	R$ 28

Descrição dos riscos:

Riscos Operacionais (RO): A apólice garante as avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevista e acidental a edifícios, equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios, e demais instalações que constituem o estabelecimento segurado descrito na apólice. Trata-se de apólice corporativa com Cláusula Adicional de Reintegração Automática.

Responsabilidade Civil Geral (RCG): Cobertura dos Danos Materiais e Corporais causados a terceiros em decorrência das operações Comerciais e Industriais. Trata-se de apólice corporativa.

44. QUESTÕES AMBIENTAIS (*)

Em consonância com sua Política de Sustentabilidade, a Companhia e suas Controladas assumiram os compromissos de promover a preservação do meio ambiente, a prevenção da poluição e do consumo consciente. Para isso, adota iniciativas visando minimizar e controlar os impactos ambientais de seus processos e produtos.

O conceito de sustentabilidade e o compromisso com a preservação ambiental são incorporados à cultura da empresa. Os colaboradores estão sempre atentos em cumprir os procedimentos implantados e preocupados em criar novas ações para a preservação ambiental. As ações executadas pelas diversas áreas em consonância com os compromissos de meio ambiente que fazem parte da política, são divulgadas e reforçadas nos eventos promovidos pela empresa.

Com a finalidade de contribuir com o planejamento e manejo da arborização urbana e para o desenvolvimento ambientalmente sustentável das cidades a Companhia e suas Controladas, em 2011, intensificaram as ações do Programa de Arborização.

Dentre as ações desenvolvidas houve a distribuição do Guia de Arborização Urbana em treinamentos internos e externos, convênio com a Associação de Municípios de Mato Grosso do Sul - ASSOMASUL com o objetivo de estabelecer critérios para podas e plantio de mudas e a participação junto a outras instituições locais na elaboração do Plano de Arborização para a cidade de Belém.

No Mato Grosso a empresa ministrou vários cursos de poda e arborização nos municípios de maior demanda e realizou o I *Workshop* de compatibilização entre o sistema elétrico e a arborização urbana com o tema "Palmeiras e a Rede Elétrica", o público alvo foram as construtoras de engenharia civil e viveiros de mudas para tratar sobre o plantio de espécies adequadas quando existir a rede elétrica e técnicas de poda e as consequências de se plantar árvores erradas junto à rede elétrica.

(*) Informações não auditadas.

45. EVENTO SUBSEQUENTE

Fato relevante - Recuperação judicial da Controlada CELPA

Conforme comunicado ao mercado em anúncio de "Fato Relevante" publicado em 28/2/2012, a Companhia, em conjunto com a Controlada CELPA ("CELPA"), nos termos da Instrução CVM nº 358, de 3/1/2002, informaram que ajuizaram, perante a Comarca da Capital do Estado do Pará, pedido de recuperação judicial da CELPA, nos termos dos artigos 47 e seguintes da Lei nº 11.101/2005, com o objetivo de viabilizar a superação de sua situação de crise econômico-financeira, a fim de permitir a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores, promovendo, assim, a preservação da empresa, sua função social e o estímulo à atividade econômica. Todos os créditos existentes contra a CELPA até a data do ajuizamento do pedido, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, estão sujeitos à recuperação judicial, nos termos do artigo 49 da Lei nº 11.101/2005, e deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial.

O pedido de recuperação judicial da CELPA foi distribuído sob o nº 0005939-47.2012.814.0301, perante a 13ª Vara Cível da Comarca da Capital do Estado do Pará. O processamento da recuperação judicial, nos termos do artigo 52 da Lei nº 11.101/2005, foi deferido por meio de decisão judicial disponibilizada no Diário Oficial em 5/3/2012, que, ainda, nomeou o Sr. Mauro Cesar Lisboa dos Santos como administrador judicial.

Com a publicação da referida decisão, teve início, nos termos dos artigos 52, III, e 53, da Lei nº 11.101/2005, o prazo de 60 (sessenta) dias para a CELPA apresentar, em juízo, o seu plano de recuperação judicial, que será submetido à deliberação da Assembleia Geral de credores caso sofra objeções de credores, e o período de 180 (cento e oitenta) dias de suspensão de todas as ações e execuções movidas em face da CELPA relativas aos créditos sujeitos à recuperação judicial.

Durante o procedimento de recuperação judicial, a CELPA permanece na condução da sua atividade empresarial, nos termos do artigo 64 da Lei nº 11.101/2005.

O impacto da recuperação judicial nas demonstrações financeiras da CELPA somente serão conhecidos após a aprovação do plano de recuperação judicial previsto na legislação.

MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR
Presidente

ALBERTO JOSÉ RODRIGUES ALVES
Conselheiro Administrativo

MAURÍCIO AQUINO HOLEVICZ
Conselheiro Administrativo

CARMEM CAMPOS PEREIRA
Conselheiro Administrativo

OCTAVIO TAVARES DE OLIVA FILHO
Conselheiro Administrativo

PLÁCIDO GONÇALVES MEIRELLES
Conselheiro Administrativo

JOSÉ EDUARDO COSTANZO
Conselheiro Administrativo

MEMBROS DA DIRETORIA

CARMEM CAMPOS PEREIRA
Diretora Presidente

ALEXEI MACORIN VIVAN
Diretor Vice-presidente Jurídico e de Gestão de Pessoas

VALDIR JONAS WOLF
Diretor Vice-presidente de Regulação

MAURÍCIO AQUINO HALEWICZ
Diretor de Relação com Investidores

Atsushi Nakatsu
Contador - CRC - 1SP 094526/O-9

PARECER DO CONSELHO FISCAL

"Os membros do Conselho Fiscal da REDE ENERGIA S.A, tendo examinado o Balanço Patrimonial encerrado em 31 de dezembro de 2011, e seus anexos correspondentes, bem assim o Relatório da Administração, concluímos que as peças refletem adequadamente a situação econômica e financeira da Companhia, e, assim, recomendamos aos Srs. Acionistas sua aprovação em Assembleia Geral. Conselho Fiscal."

São Paulo, 30 de março de 2012.

CARLOS SOUZA BARROS DE CARVALHOSA
Conselheiro Efetivo

OSMAR JOSÉ VICCHIATTI
Conselheiro Efetivo

ANNIBAL RIBEIRO DO VALLE FILHO
Conselheiro Efetivo

ANTONIO CARLOS DE PAULA
Conselheiro Efetivo

AMADEU LUIZ PALMIERI
Conselheiro Efetivo

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Rede Energia S.A.
São Paulo - SP

1. Fomos contratados para examinar as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Rede Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como Companhia 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 resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

2. A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras 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 financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

3. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Em decorrência dos assuntos descritos nos parágrafos Base para abstenção de opinião, não nos foi possível obter evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião de auditoria.

Base para abstenção de opinião

4. Conforme nota explicativa nº 6 e 18.4, a Companhia possui investimento acrescido de ágio no montante de R$ 366.966 mil referente participação direta na QMRA Participações S.A. ("QMRA") a qual é controladora da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - "Em Recuperação Judicial" ("CELPA") que está em processo de Recuperação Judicial, cujo pedido foi deferido em 29 de fevereiro de 2012, bem como investimento no montante de R$ 50.501 mil referente a participação direta na controlada CELPA.

a) A CELPA teve seu pedido de Recuperação Judicial (RJ) deferido em 29 de fevereiro de 2012 nos termos da Lei nº 11.101/05. Conforme a referida Lei a CELPA deve apresentar em juízo no prazo improrrogável de 60 (sessenta) dias da publicação da decisão que deferiu o processamento da recuperação judicial, Plano de Recuperação que deverá conter: discriminação pormenorizada dos meios de recuperação a serem empregados; demonstração de sua viabilidade econômica; e laudo econômico-financeiro e de avaliação dos bens e ativos do devedor, subscrito por profissional legalmente habilitado ou empresa especializada. A assembleia-geral de credores, nos termos da referida Lei, votará o referido plano em prazo que não excederá 150 (cento e cinquenta) dias contados do deferimento do processamento da recuperação judicial. Adicionalmente, conforme documento "Memória da 7ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2012", realizada em 06 de março de 2012, foi decidido pela diretoria executiva da Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio de Termo de Intimação a ser expedido, solicitar Plano de Ação a CELPA apresentando alegações e proposta para correção das falhas e das transgressões técnicas apontadas na referida reunião. A CELPA está em fase de elaboração dos referidos planos não tendo mensurado até a presente data os possíveis efeitos sobre os saldos patrimoniais tendo em vista as negociações em andamento bem como a dependência dos eventos futuros acima mencionados, que poderão ou não ocorrer tais como: a aprovação do Plano de Recuperação por parte dos credores; a aprovação do Plano de Ação por parte da Aneel bem como, as negociações em andamento para equacionamento das dívidas e o Reajuste tarifário esperado pela CELPA. Além disso, a CELPA incorreu no prejuízo líquido de R$ 391.162 mil durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e que, naquela data, o passivo circulante da CELPA excedeu o ativo circulante em R$ 1.191.873 mil. Em 31 de dezembro de 2011 os ativos e passivos da CELPA foram classificados e valorizados presumindo a continuidade normal dos negócios. Conforme as normas contábeis brasileiras e internacionais, a administração deveria demonstrar este pressuposto de continuidade. A situação acima descrita, indica a existência de incerteza significativa que levanta dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade da CELPA e, portanto, ela pode não ser capaz de realizar seus ativos e liquidar seus passivos no curso normal dos negócios. Até a presente data não obtivemos evidência de auditoria suficiente para concluirmos sobre estas múltiplas incertezas. As demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as notas explicativas, não divulgam integralmente estes fatos.

b) Conforme descrito na nota explicativa nº 12, existem em 31 de dezembro de 2011 créditos tributários ativos oriundos de prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias consolidados no montante de R$ 489.473. Este valor inclui o montante de R$ 89.790 mil, referentes à subsidiária CELPA. A realização do referido crédito tributário depende fundamentalmente do sucesso dos planos mencionados na nota explicativa 1 e da ocorrência de lucros tributários futuros. Devido as incertezas significativas mencionadas no parágrafo 4 a, não nos foi possível concluir quanto a probabilidade de realização desses créditos tributários.

c) Não nos foi apresentada documentação-suporte para o registro dos montantes reconhecidos como "Depósitos judiciais" R$ 27.420 mil, referentes à subsidiária CELPA. Consequentemente, ficamos impossibilitados de concluir quanto à adequada apresentação e registro da referida rubrica nas demonstrações financeiras, em relação a data base 31 de dezembro de 2011.

d) Conforme descrito na nota explicativa nº 20, existem em 31 de dezembro de 2011 ágio, no montante de R$ 200.271 mil referente a "CELPA". A realização do referido ágio depende fundamentalmente do sucesso dos planos mencionados na nota explicativa 1. Devido as incertezas significativas mencionadas no parágrafo 4 a, não nos foi possível concluir quanto à probabilidade de realização deste ágio.

5. Conforme nota explicativa nº 6 e 18, a Companhia possui investimento no montante de R$ 621.244 mil referente a participação direta na controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. ("CEMAT").

a) Conforme divulgado na nota explicativa 1, recentemente a CEMAT tem tido dificuldades significativas de captação e renovação de seus empréstimos e financiamentos o que vem resultando em dificuldades de liquidar o serviço da dívida, a sua amortização e liquidação de outros compromissos operacionais de curtíssimo prazo. Além disso, no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, o passivo circulante da CEMAT excedeu o ativo circulante em R$ 82.136 mil. A CEMAT nos apresentou um fluxo de caixa projetado para um período de 12 meses após a data base destas demonstrações financeiras que apresenta uma necessidade de recursos adicionais relevantes neste período, refletindo seu atual cenário. Adicionalmente, CELPA está em processo de Recuperação Judicial, cujo pedido foi deferido em 29 de fevereiro de 2012. A CEMAT está em curso de negociação com seus credores - instituições financeiras - com o objetivo de alongar o perfil do seu endividamento. Todavia, este equacionamento depende de eventos futuros alheios ao controle da administração. Neste momento, estas situações indicam a existência de incerteza significativa que levanta dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade da CEMAT e, portanto, ela pode não ser capaz de realizar seus ativos e liquidar seus passivos no curso normal dos negócios. Assim, até a presente data não obtivemos evidência de auditoria suficiente para concluirmos sobre estas múltiplas incertezas. As demonstrações financeiras inclusive as notas explicativas não divulgam integralmente estes fatos.

6. Conforme nota explicativa nº 6 e 18, a Companhia possui investimento no montante de R$ 297.014 mil referente a participação direta na controlada Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - ("CELTINS"). Nos últimos meses a CELTINS vem apresentando falta de captação e renovação de seus empréstimos e financiamentos o que vem resultando em dificuldades de liquidar o serviço da divida, a sua amortização e liquidação de outros compromissos operacionais de curtíssimo prazo. A administração está em curso de negociação com seus credores - instituições financeiras - com o objetivo de alongar o perfil do seu endividamento. Todavia, este equacionamento depende de eventos futuros alheios ao controle da administração da CELTINS. Estas situações indicam a existência de incerteza significativa que pode levantar duvida relevante quanto à capacidade operacional da CELTINS e que portanto pode não ser capaz de realizar seus ativos e liquidar seus passivos no curso normal dos negócios. Conforme as praticas contábeis adotadas no Brasil especificamente o Pronunciamento Técnico CPC 26(R1) a administração deve suportar sua conclusão sobre o pressuposto da continuidade da companhia no futuro previsível. As demonstrações financeiras (e as notas explicativas) não divulgam integralmente este fato.

a) A CELTINS é controlada da Rede Energia S.A. a qual também possui investimento na controlada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - "Em Recuperação Judicial" ("CELPA") cujo processo de Recuperação Judicial foi deferido em 29 de fevereiro de 2012. Adicionalmente, a CELTINS possui valores a receber da CELPA no montante de R$ 22.797 mil, registrado no ativo não circulante. A realização deste saldo está vinculada a aprovação do Plano de Recuperação Judicial da CELPA a ser apresentado em juízo no prazo improrrogável de 60 (sessenta) dias da publicação da decisão que deferiu o processamento da recuperação judicial.

7. As notas explicativas não informam a posição dos contratos de compra de energia no sentido de estar atendendo ou não os limites operacionais regulatórios, tampouco nos foi dado acesso a esta informação. Consoante práticas contábeis adotadas no Brasil esta informação sobre eventual exposição de cobertura deveria ser divulgada nas notas explicativas.

Abstenção de opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

8. Devido à relevância dos assuntos descritos nos parágrafos Base para abstenção de opinião, até esta data, não nos foi possível obter evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião de auditoria. Consequentemente, não expressamos opinião sobre as demonstrações financeiras individuais acima referidas.

Abstenção de opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

9. Devido à relevância dos assuntos descritos nos parágrafos Base para abstenção de opinião, até esta data, não nos foi possível obter evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião de auditoria. Consequentemente, não expressamos opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

Ênfase

Demonstrações financeiras individuais e separadas conforme IFRS

10. Conforme descrito em nota explicativa n° 3.1, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Rede Energia S.A., essas práticas diferem das IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins das IFRS seria custo ou valor justo.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado (DVA)

11. Fomos contratados para examinar, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, elaboradas 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 sua apresentação. Devido à relevância dos assuntos descritos nos parágrafos Base para abstenção de opinião, não nos foi possível obter evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião de auditoria. Consequentemente, não expressamos opinião sobre a DVA acima referida.

Auditoria dos valores correspondentes dos exercícios anteriores

1**2.** Em 4 de abril de 2011, a BDO Auditores Independentes, entidade legal estabelecida no Brasil e que detinha por contrato o uso da marca internacional BDO, passou a integrar a rede KPMG de sociedades profissionais de prestação de serviços com a nova denominação social de KPMG Auditores Associados (incorporada em 2 de dezembro pela KPMG Auditores Independentes). A BDO Auditores Independentes auditou as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2010, enquanto ainda detinha o direito de uso da marca BDO, tendo emitido relatório datado em 28 de fevereiro de 2011 que não conteve modificação.

São Paulo, 28 de março de 2012

KPMG

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP014428/O-6

Mateus de Lima Soares
Contador CRC 1RJ079681/O-0 S-SP