

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2010

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 2010, 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 2010 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 4,7 milhões de unidades consumidoras, cadastradas até 31 de dezembro de 2010.

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 2010, 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 2010, 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 2010, 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 2010, a REDE ENERGIA detinha diretamente 60,16% do capital votante e total e, indiretamente, 39,76% 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 99,92% 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 2010, a REDE ENERGIA detinha 100,00% do capital votante e total da concessionária.

Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. ("EDEV") atende a 27 municípios no Oeste do Estado de São Paulo. Em 31 de dezembro de 2010, 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 2010, 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 2010, 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 2010, 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 2010, a REDE ENERGIA detinha diretamente 100,00% do capital votante e 61,67% 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 2010, a REDECOM detinha 81 clientes em seu portfólio de venda de energia, base essa composta por clientes livres, de energia convencional, incentivada e também contratos de intermediação.

A companhia ocupa o 1º lugar no ranking nacional da comercialização de energia incentivada e o 11º lugar no ranking nacional da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), considerando-se a comercialização em fontes de energia convencional e incentivada.

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. É a única empresa do setor certificada pela Norma ISO 9001:2008 em todos os seus processos.

Em 31 de dezembro de 2010, a REDE ENERGIA detinha 99,60% do capital total e votante da REDECOM.

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 2010, a REDE ENERGIA detinha 99,50% do capital votante e total da REDESERV.

Destaque de 2010
Como parte de um plano de equalização da estrutura de capital da REDE ENERGIA, em agosto de 2010, foi aprovado em AGE, um aumento de capital no valor mínimo de R\$ 600 milhões e máximo de R\$ 807 milhões, mediante a emissão de, no mínimo, 99.631 mil novas ações e de, no máximo, 133.947 mil novas ações, ao preço de R\$ 6,022241 por ação.

A Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (EEVP), acionista controladora da REDE ENERGIA, subscreveu 100.181 mil ações, perfazendo um total de R\$ 603 milhões, dos quais R\$ 600 milhões foram recursos provenientes de um aporte de capital pelo FUNDO FI-FGTS na EEVP. Do montante de R\$ 600 milhões, a REDE ENERGIA destinou R\$ 530 milhões à sua subsidiária CELPA e R\$ 70 milhões a ENERSUL, para investimentos em planos de melhoria do sistema e programas de redução de perdas de energia.

Desempenho Operacional
 Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

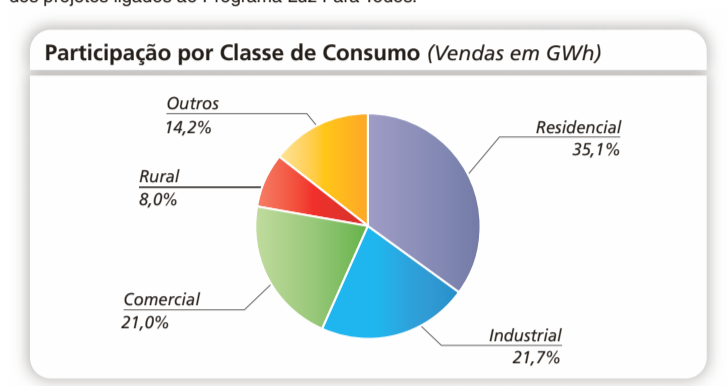
Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

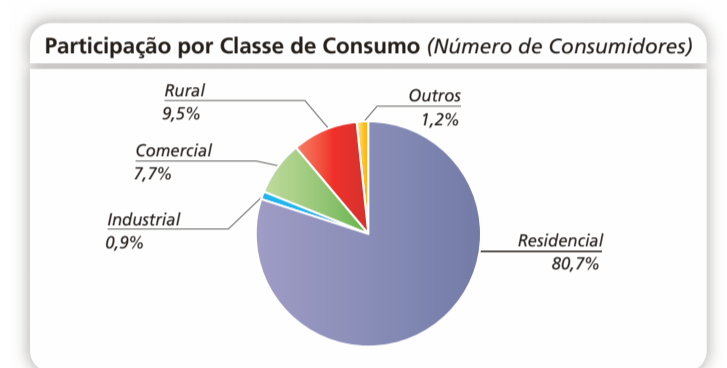
Mercado Consumidor
O mercado consumidor da REDE ENERGIA CONSOLIDADO apresentou crescimento de 7,5% passando de 18.405 GWh em 2009 para 19.788 GWh em 2010. Esse resultado foi impulsionado pelo bom desempenho das vendas das distribuidoras da REDE, principalmente as companhias com áreas de concessão na região Norte do país (CELTINS e CEMAT). As classes residencial e comercial registraram expressivas taxas de crescimento, 8,7% e 7,6%, respectivamente, em razão do acréscimo do número de consumidores, temperaturas mais elevadas e elevação da renda, aliada aos programas de transferências. O crescimento de 6,8% na classe industrial decorreu principalmente da retomada dos setores de metalurgia no Estado do Pará e de minerais não metálicos no Estado de Tocantins. De 2006 a 2010, o mercado consolidado da REDE ENERGIA cresceu a uma média anual de 10,9%.

A classe residencial responsável por 35,1% do total da energia fornecida e 80,7% do número total de consumidores apresentou um crescimento de 8,7%, passando de 6.383 GWh em 2009 para 6.940 GWh em 2010. Esse resultado foi influenciado principalmente pelo crescimento vegetativo, expansão do número de ligações, aumento do consumo nas áreas da CELTINS e CELPA (com 17,0% e 12,2%, respectivamente), temperaturas mais elevadas e aumento da renda e emprego nas regiões Norte e Centro-Oeste. A classe industrial responsável por 21,7% do total da energia fornecida e 0,9% do número total de consumidores apresentou um crescimento de 6,8%, passando de 4.025 GWh em 2009 para 4.299 GWh em 2010, influenciado principalmente pelos setores de metalurgia, na área de concessão da CELPA, minerais não metálicos, na área de concessão da CELTINS e produtos alimentícios, na área de concessão da ENERSUL. A classe comercial responsável por 21,0% do total da energia fornecida e 7,7% do número total de consumidores apresentou um crescimento de 7,6%, passando de 3.858 GWh em 2009 para 4.150 em 2010, principalmente devido a temperatura mais elevada e aumento no consumo nas redes de varejo da região Centro-Oeste. A classe rural responsável por 8,0% do total da energia fornecida e 9,5% do número total de consumidores apresentou um expressivo crescimento de 6,8%, passando de 1.490 GWh em 2009 para 1.592 GWh em 2010, influenciado principalmente pela implantação dos projetos ligados ao Programa Luz Para Todos.

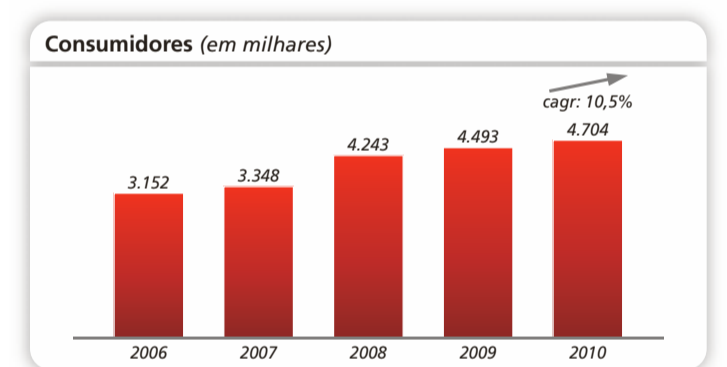
A classe residencial responsável por 35,1% do total da energia fornecida e 80,7% do número total de consumidores apresentou um crescimento de 8,7%, passando de 6.383 GWh em 2009 para 6.940 GWh em 2010. Esse resultado foi influenciado principalmente pelo crescimento vegetativo, expansão do número de ligações, aumento do consumo nas áreas da CELTINS e CELPA (com 17,0% e 12,2%, respectivamente), temperaturas mais elevadas e aumento da renda e emprego nas regiões Norte e Centro-Oeste. A classe industrial responsável por 21,7% do total da energia fornecida e 0,9% do número total de consumidores apresentou um crescimento de 6,8%, passando de 4.025 GWh em 2009 para 4.299 GWh em 2010, influenciado principalmente pelos setores de metalurgia, na área de concessão da CELPA, minerais não metálicos, na área de concessão da CELTINS e produtos alimentícios, na área de concessão da ENERSUL. A classe comercial responsável por 21,0% do total da energia fornecida e 7,7% do número total de consumidores apresentou um crescimento de 7,6%, passando de 3.858 GWh em 2009 para 4.150 em 2010, principalmente devido a temperatura mais elevada e aumento no consumo nas redes de varejo da região Centro-Oeste. A classe rural responsável por 8,0% do total da energia fornecida e 9,5% do número total de consumidores apresentou um expressivo crescimento de 6,8%, passando de 1.490 GWh em 2009 para 1.592 GWh em 2010, influenciado principalmente pela implantação dos projetos ligados ao Programa Luz Para Todos.



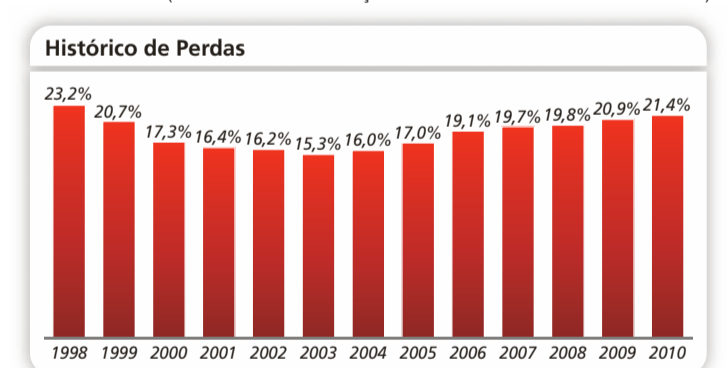
Consumidores
O número de consumidores atendidos pelas subsidiárias da empresa aumentou 4,7% passando de 4.493.030 em 2009 para 4.704.354 em 2010. Percentualmente, as classes que registraram as maiores taxas de crescimento foram, a industrial com 9,5%, e rural com 6,7%. Em relação ao número de consumidores, as classes que mais contribuíram para esse incremento foram, a residencial com 164.025 novos clientes, e a rural com 28.037.



De 2006 a 2010, o número de consumidores das subsidiárias da empresa cresceu a uma média anual de 10,5%.



Índice de Perdas
O índice consolidado das perdas globais, medido a partir dos mercados faturados das subsidiárias da empresa, elevou-se em 0,5 ponto percentual entre dezembro de 2009 e dezembro de 2010 (o índice refere-se as medições dos últimos doze meses acumulados).



CONSOLIDADO

O saldo consolidado da conta empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívida passou de R\$ 5.112,7 milhões em 2009 para R\$ 6.246,8 milhões em 2010, representando um aumento de 22,2% (R\$ 1.134,1 milhões), dos quais 77,7% são dívidas em moeda nacional e 22,3% em moeda estrangeira.

As principais variações que influenciaram a mutação dos saldos das contas empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívida estão destacados a seguir:

• Bônus Perpétuos: embora o saldo devedor tenha reduzido 4,3%, passando de R\$ 864,7 milhões em 2009 para R\$ 827,4 milhões em 2010, o efeito da marcação a mercado alterou essa tendência, de forma que, líquido desse efeito, o saldo passou de R\$ 661,5 milhões em 2009 para R\$ 810,9 milhões em 2010, representando um aumento de 22,6% (R\$ 149,4 milhões).

• Capital de giro: incremento de 26,9% (R\$ 552,7 milhões) entre 2009 e 2010.

• BNDES: o saldo passou de R\$ 288,2 milhões em 2009 para R\$ 390,6 milhões, principalmente devido a entrada da 2ª tranche, no valor R\$ 140 milhões, referente ao Contrato de Financiamento para projetos de melhorias na área de concessão da CELPA, Estado do Pará.

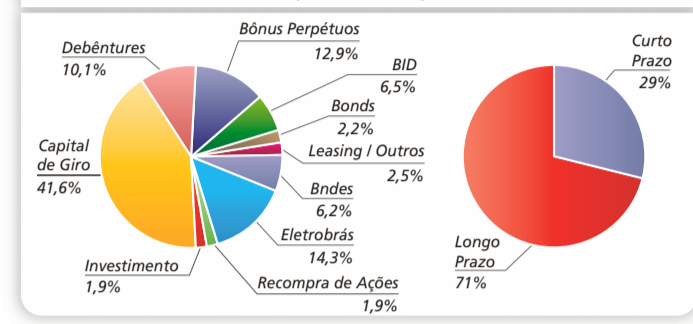
• Eletrobrás: em relação a 2009, houve um incremento de R\$ 189,0 milhões principalmente referente ao Programa Luz Para Todos. Esses contratos contam com prazo para liquidação de 12 anos, sendo 2 anos de carência e 10 para amortização do principal. O custo da operação foi de 5% a.a. de juros e 1% a.a. de taxa de administração.

• Debêntures: captação de R\$ 250 milhões em abril de 2010 na subsidiária CEMAT.

• BID: redução de R\$ 124,4 milhões no saldo devedor, entre 2009 e 2010, devido a amortização do principal e ganho de 4,5% com a variação, cambial.

• Descontando-se as disponibilidades em caixa e sub-rogação CCC, o saldo líquido da conta empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas passou de R\$ 4.444,4 milhões em 2009 para R\$ 5.160,3 milhões em 2010, representando um aumento de 16,1% (R\$ 715,9 milhões).

Perfil do Endividamento (Consolidado)



Indicadores

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

REDE S.A. CONSOLIDADO

	2.010	2.009	Var%
Consumidor por empregado.....	660	691	-4,4%
Consumo (MWh) por empregado.....	2.776	2.830	-1,9%
Consumo (MWh) por consumidor.....	4,2	4,1	2,7%
Receita bruta (R\$ mil) por empregado.....	1.365	1.274	7,1%
Receita bruta (R\$ mil) por consumidor.....	2,1	1,8	12,1%
Número de consumidores: passou de 4.493.030 em 2009 para 4.704.354 em 2010;			
Empregados (próprios): de 6.368 para 6.504;			
Consumo: de 18.405 GWh para 19.788 GWh;			
Receita bruta: de R\$ 8.288,2 milhões para R\$ 9.730,6 milhões.			

	2.010	2.009	Var%
Programa Luz Para Todos / Universalização.....	701.296	427.760	63,9%
FNDCT / EPE / PEE / P&D.....	52.405	48.674	7,7%
Sub-rogação CCC.....	31.385	42.491	-26,1%
Interligação da Ilha de Marajó.....	78.105	60.404	29,3%
Redução de Perdas.....	89.773	32.863	173,2%
Manutenção e melhorias do sistema.....	527.237	273.638	92,7%
Total.....	1.480.201	885.830	67,1%

BALANÇOS SOCIAIS

FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 (NÃO AUDITADOS)

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

	Consolidado			31/12/2010			31/12/2009		
	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL
1. Base de Cálculo									
Receita Líquida (RL).....			6.860.728			5.747.398			
Resultado Operacional (RO).....			(323.427)			56.220			
Folha de Pagamento Bruta (FPB).....			384.908			384.771			
			% sobre			% sobre			
	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL
2. Indicadores Sociais Internos									
Alimentação.....	38.512	10,0	0,6	33.494	8,7	0,6			
Encargos sociais compulsórios.....	74.193	19,3	1,1	74.017	19,2	1,3			
Previdência privada.....	9.945	2,6	0,1	6.137	1,6	0,1			
Saúde.....	28.671	7,4	0,4	17.687	4,6	0,3			
Segurança e medicina no trabalho.....	3.699	1,0	0,1	3.156	0,8	0,1			
Educação.....	934	0,2	0,0	929	0,2	0,0			
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	1.690	0,4	0,0	1.470	0,4	0,0			
Auxílio-creche.....	1.287	0,3	0,0	1.047	0,3	0,0			
Participação dos empregados nos lucros ou resultados.....	15.323	4,0	0,2	12.890	3,4	0,2			
Participação dos administradores nos lucros ou resultados.....	3.080	0,8	0,0	5.077	1,3	0,1			
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	201	0,1	0,0	1.439	0,4	0,0			
Vale-transporte - excedente.....	3.762	1,0	0,1	2.775	0,7	0,0			
Outros benefícios.....	5.149	1,3	0,1	2.931	0,8	0,1			
Total indicadores sociais internos.....	186.446	48,4	2,7	163.049	42,4	2,8			
			% sobre			% sobre			
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
3. Indicadores Sociais Externos									
Educação.....	3.702	(1,1)	0,1	2.566	4,6	0,0			
Cultura.....	1.512	(0,5)	0,0	1.038	1,8	0,0			
Esporte e lazer.....	512	(0,2)	0,0	290	0,5	0,0			
Combate à fome e segurança alimentar.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0			
Doações/contribuições.....	3.142	(1,0)	0,0	4.369	7,8	0,1			
Outros.....	1	0,0	0,0	136	0,2	0,0			
Subtotal.....	8.869	(2,8)	0,1	8.399	14,9	0,1			
Programas Sociais:									
Programa Nacional de Universalização - Luz para Todos.....	663.781	(205,2)	9,7	401.831	714,7	7,0			
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL.....	2.771	(0,9)	0,0	5.708	10,2	0,1			
Programa Universalização.....	37.515	(11,6)	0,5	25.929	46,1	0,5			
Interligação Ilha de Marajó.....	78.105	(24,1)	1,1	60.404	107,4	1,1			
Outros.....	16	0,0	0,0	158	0,3	0,0			
Subtotal.....	782.188	(241,8)	11,3	494.030	878,7	8,7			
Total de contribuições para a sociedade.....	791.057	(244,6)	11,4	502.429	893,6	8,8			
Tributos (excluídos encargos sociais).....	2.488.996	(769,6)	36,3	2.436.868	4.334,5	42,4			
Total indicadores sociais externos.....	3.280.053	(1.014,2)	47,7	2.939.297	5.228,1	51,2			
			% sobre			% sobre			
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
4. Indicadores Ambientais									
Estatística ecológica - Fauna/Flora.....	2.762	(0,9)	0,0	1.964	3,5	0,0			
Total de indicadores ambientais.....	2.762	(0,9)	-	1.964	3,5	-			

	2010	2009	Var%
Programa Luz Para Todos / Universalização.....	701.296	427.760	63,9%
FNDCT / EPE / PEE / P&D.....	52.405	48.674	7,7%
Sub-rogação CCC.....	31.385	42.491	-26,1%
Interligação da Ilha de Marajó.....	78.105	60.404	29,3%
Redução de Perdas.....	89.773	32.863	173,2%
Manutenção e melhorias do sistema.....	527.237	273.638	92,7%
Total.....	1.480.201	885.830	67,1%

	2010	2009	Var%
Programa Luz Para Todos / Universalização.....	701.296	427.760	63,9%
FNDCT / EPE / PEE / P&D.....	52.405	48.674	7,7%
Sub-rogação CCC.....	31.385	42.491	-26,1%
Interligação da Ilha de Marajó.....	78.105	60.404	29,3%
Redução de Perdas.....	89.773	32.863	173,2%
Manutenção e melhorias do sistema.....	527.237	273.638	92,7%
Total.....	1.480.201	885.830	67,1%

Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficiência na utilização de recursos naturais, a empresa

PROGRAMA LUZ PARA TODOS ("LPT") e PROGRAMA NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO: em 2010, a companhia investiu R\$ 701,3 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.

PESQUISA & DESENVOLVIMENTO: a companhia investiu ainda R\$ 52,4 milhões em programas de pesquisa & desenvolvimento, relacionados com a produção e operação da concessionária. Esses investimentos são compostos pelos seguintes programas: Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Estudo de Eficiência Energética (EPE), Programa de Eficiência Energética (PEE), e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

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\$ 31,4 milhões em 2010.

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	10/5/2010	11,11%	6,03%
EDEVP	São Paulo	2015	Mai-2008	Mai-2012	10/5/2010	-3,49%	-5,23%
EEB	São Paulo/Minas Gerais	2015	Mai-2008	Mai-2012	10/5/2010	12,66%	0,95%
CNEE	São Paulo	2015	Mai-2008	Mai-2012	10/5/2010	17,57%	11,90%
CFO	Paraná	2015	Fev-2008	Fev-2012	29/6/2010	4,35%	6,46%
CELTINS	Tocantins	2020	Jul-2008	Jul-2012	4/7/2010	6,61%	7,43%
CEMAT	Mato Grosso	2027	Abr-2008	Abr-2013	8/4/2010	10,08%	-0,09%
CELPA	Pará	2028	Ago-2007	Ago-2011	7/8/2010	15,83%	10,80%
ENERSUL	Mato Grosso do Sul	2027	Abr-2008	Abr-2013	8/4/2010	-1,36%	2,58%

Responsabilidade Socioambiental

Baseada na Política de Sustentabilidade a REDE ENERGIA investiu em projetos socioambientais que visam o desenvolvimento regional, a geração de renda, o incentivo ao esporte e à educação.

Fundação Aquarela: o mais importante investimento social apoiado e mantido pela REDE ENERGIA. Criada em 2001, com o objetivo de desenvolver projetos nas áreas de educação e esporte, a Fundação construiu e mantém a Escola Nuremberg Borja de Brito Filho, no bairro Terra Firme, em Belém do Pará, área de concessão da CELPA, uma das regiões de menor Índice de Desenvolvimento Humano IDH do país. Escola de Educação Infantil (Pré I e Pré II) e Ensino Fundamental I (do 1º ao 5º ano) atende 340 crianças de famílias de baixa renda. Realiza também acompanhamento médico-nutricional, odontológico, psicológico, fonoaudiológico e do serviço social. Oferece refeições diárias, material pedagógico e de higiene pessoal, uniforme completo e uma cesta básica mensal para as famílias dos alunos, não só os matriculados, como também aos ex-alunos, com bom rendimento escolar. Desde o início de suas atividades em 2001, cerca de 700 famílias já foram beneficiadas.

Luz em Casa: beneficiou cerca de 10 mil famílias de baixa renda, com a troca gratuita de geladeiras em 2010 e substituição de lâmpadas de alto consumo por outras mais econômicas, na área de concessão da controlada CELPA.

Criança Luz: atende 13 escolas comunitárias de Educação Infantil e Ensino Fundamental da Região Metropolitana de Belém e do município de Castanhal (PA), beneficiando mais de 2 mil crianças de famílias de baixa renda, com idades entre 3 e 9 anos. O objetivo desse projeto é contribuir para o desenvolvimento intelectual, físico, social e cultural dos alunos atendidos. As escolas recebem uniformes, material escolar e alimentação, da concessionária.

Agenda Criança Amazônia: parceria com o fundo das Nações Unidas para Crianças (UNICEF), o projeto beneficia 9 milhões de crianças e jovens de toda região amazônica.

Concurso Cultural Energia do Mundo: desenvolvido em diversas escolas nas áreas de concessão das concessionárias da REDE ENERGIA, com o tema "A História das Energias do Mundo: passado, presente e futuro", o concurso oferece oportunidade aos professores e alunos refletirem sobre temas ambientais. O melhores trabalhos são premiados.

Lele e Trix - O Gigante Monstruoso do Lixo: o livro foi patrocinado pela REDE ENERGIA e trata da conservação do planeta e da importância do consumo consciente e seguro. Foram distribuídos 54 mil exemplares aos colaboradores da empresa e à comunidade, em eventos ligados às questões socioambientais. Em parceria com as Secretarias Municipais de Educação das áreas de concessão das concessionárias da REDE ENERGIA, a companhia distribui e desenvolve trabalhos de educação ambiental nas escolas públicas.

Vale-Luz: em parceria com o Governo de Mato Grosso, e uma importante rede de supermercados da região, bem como com outras empresas e organizações, o projeto permite

INTERLIGAÇÃO DA ILHA DE MARAJÓ: esse projeto prevê a interligação do Sistema Isolado da Ilha de Marajó ao Sistema Inteligido Nacional, através da extensão da rede elétrica de Tucuruí até o Marajó. Em 2010, a CELPA investiu R\$ 78,1 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 2010 foram investidos R\$ 89,8 milhões.

MANUTENÇÃO e MELHORIAS NO SISTEMA são investimentos vegetativos, feitos com caixa própria, destinados a manutenção, ampliação e melhorias do sistema elétrico. Esses investimentos totalizaram R\$ 527,2 milhões em 2010.

Assim, do total de R\$ 1.480,2 milhões de adições no ativo financeiro e intangível, R\$ 863,2 milhões foram subsidiados pelo governo e consumidores, via tarifa, e R\$ 617,0 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 2010, 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	10/5/2010	11,11%	6,03%
EDEVP	São Paulo	2015	Mai-2008	Mai-2012	10/5/2010	-3,49%	-5,23%
EEB	São Paulo/Minas Gerais	2015	Mai-2008	Mai-2012	10/5/2010	12,66%	0,95%
CNEE	São Paulo	2015	Mai-2008	Mai-2012	10/5/2010	17,57%	11,90%
CFO	Paraná	2015	Fev-2008	Fev-2012	29/6/2010	4,35%	6,46%
CELTINS	Tocantins	2020	Jul-2008	Jul-2012	4/7/2010	6,61%	7,43%
CEMAT	Mato Grosso	2027	Abr-2008	Abr-2013	8/4/2010	10,08%	-0,09%
CELPA	Pará	2028	Ago-2007	Ago-2011	7/8/2010	15,83%	10,80%
ENERSUL	Mato Grosso do Sul	2027	Abr-2008	Abr-2013	8/4/2010	-1,36%	2,58%

a troca de material reciclável (plástico e alumínio) por bônus que poderão ser utilizados no pagamento da conta de luz. Em 2010, os postos de coleta foram ampliados e a sede da CEMAT ganhou um container para uso dos colaboradores.

Painel de Aquecedor Solar: oficina de capacitação para construção de painel feito a partir de materiais retornáveis. Uso racional de energia elétrica, geração de renda e preservação ambiental são as principais características do aquecedor solar confeccionado a partir de embalagens Tetra Pak e garrafas pet. A

BALANÇOS PATRIMONIAIS**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E DE 2009 E EM 1º DE JANEIRO DE 2009**

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota	Companhia		Consolidado			PASSIVO	Nota	Companhia		Consolidado			
		31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009			1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009
		Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado			Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado		
ATIVO CIRCULANTE							PASSIVO CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa.....	8	22.973	6.951	18.917	759.663	413.953	Fornecedores.....	22	98	332	326	612.127	627.718	534.868
Consumidores.....	9	-	-	-	1.776.387	1.426.873	Folha de pagamento.....		74	94	13	17.927	11.804	9.641
Títulos a receber.....	10	7.135	7.518	6.897	37.512	39.132	Impostos, contribuições sociais e parcelamentos.....	23	6.637	6.898	4.841	573.678	533.826	409.264
(-) Perda no valor recuperável.....	11	-	-	-	(222.956)	(196.817)	Consumidores - devolução tarifária	24	-	-	-	30.128	76.457	62.412
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber.....	17.1	50.352	50.356	106.354	-	-	Dividendos.....	-	-	-	-	51.830	66.254	92.053
Impostos e contribuições sociais a compensar.....	12	44.483	43.166	26.525	216.598	211.573	Juros sobre capital próprio.....	-	-	-	-	10.165	25.201	8.013
Estoque.....	-	-	-	-	45.158	39.128	Empréstimos, financiamentos e encargos.....	25.1	321.916	139.123	209.515	1.719.908	1.195.100	1.053.011
Serviços em curso.....	-	-	-	-	127.804	108.961	Participações dos administradores	-	-	-	-	3.526	4.791	1.136
Redução de receita - baixa renda	14	-	-	-	29.621	38.569	Debêntures e encargos.....	26.1	473	140	-	81.890	140	-
Aquisição de combustível - conta CCC.....	-	-	-	-	73.279	77.629	Operações de swap.....	27	-	-	-	153.286	-	-
Sub-rogação da CCC.....	15	-	-	-	22.618	39.110	Taxas regulamentares.....	28	-	-	-	55.587	65.806	40.764
Outros.....	16	1.501	364	6.320	155.754	115.759	Obrigações do programa eficiência energética.....	29	-	-	-	98.581	90.708	85.570
Total do ativo circulante.....		126.444	108.355	165.013	3.021.438	2.313.870	Indenizações trabalhistas.....	32	-	-	-	78.096	76.624	89.595
							Obrigações estimadas.....	30	-	-	-	45.077	35.807	38.919
							Benefícios pós-emprego.....	43.4	-	-	-	11.691	12.151	10.711
							Outros.....	33	166	267	318	145.894	135.976	73.711
							Total do passivo circulante.....		329.364	146.854	215.013	3.689.391	2.958.363	2.509.681
ATIVO NÃO CIRCULANTE							PASSIVO NÃO CIRCULANTE							
Realizável a longo prazo							Fornecedores.....	22	-	-	-	5.929	3.911	14.453
Consumidores.....	9	-	-	-	259.077	370.112	Impostos, contribuições sociais e parcelamentos.....	23	2.800	3.884	311	513.235	588.654	888.580
Títulos a receber.....	10	25.073	32.667	39.862	176.996	178.984	Impostos e contribuições sociais diferidos.....	13.4	-	-	277.552	53.668	79.738	359.740
(-) Perda no valor recuperável.....	11	-	-	-	(108.464)	(105.656)	Consumidores - devolução tarifária	24	-	-	-	14.809	39.451	123.449
Partes relacionadas.....	17.1	453.318	879.103	736.291	459.805	374.144	Empréstimos, financiamentos e encargos.....	25.1	1.100.772	924.619	855.508	3.896.052	3.549.426	3.518.024
Cauções e depósitos vinculados	18	-	-	-	89.408	44.709	Debêntures e encargos.....	26.1	368.763	368.049	-	548.930	368.049	-
Depósitos judiciais.....	31	-	-	-	135.878	126.772	Operações de swap.....	27	-	-	-	187.215	349.227	196.417
Impostos e contribuições sociais a compensar.....	12	2.523	2.523	-	157.086	166.595	Obrigações do programa eficiência energética.....	29	-	-	-	102.465	74.564	52.852
Impostos e contribuições sociais diferidos.....	13.2	256	256	178.833	897.513	950.294	Partes relacionadas.....	17.1	457.075	574.679	565.708	186.885	210.360	214.719
Sub-rogação da CCC.....	15	-	-	-	304.176	215.232	Plano de aposentadoria e pensão	43.4	-	-	-	13.983	16.368	16.876
Ativo financeiro							Indenizações trabalhistas.....	32	-	-	-	98.011	157.285	208.682
- bens da concessão.....	21.1	-	-	-	1.462.365	1.155.340	Provisão para contingências.....	31	-	-	-	89.624	96.835	109.379
Outros.....	16	-	-	-	32.177	20.366	Subvenção ICMS - CCC.....	-	-	-	-	-	-	100.925
Total do realizável a longo prazo.....		481.170	914.549	954.986	3.866.017	3.496.892	Encargos tributários sobre reserva de reavaliação.....	13.5	-	-	35.565	446.154	463.707	562.666
Investimentos.....	19	2.973.379	2.054.762	1.874.985	34.370	31.043	Benefícios pós-emprego.....	43.4	-	-	-	13.644	20.062	27.231
Imobilizado - líquido.....	20	-	-	9	219.521	231.238	Outros.....	33	9.044	8.357	7.713	130.779	122.666	75.576
Intangível							Total do passivo não circulante		1.938.454	1.879.588	1.742.357	6.301.383	6.140.303	6.469.569
Ativos relacionados a concessão - líquido.....	21.1	-	-	-	5.124.355	5.070.415	PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Outros ativos intangíveis - líquido	21.2	5	7	9	374.638	389.234	Capital social.....	34.1	714.552	714.552	714.552	714.552	714.552	714.552
Total do intangível.....		5	7	9	5.498.993	5.459.649	Transações de capital.....	34.3	26.485	26.485	21.168	26.485	26.485	21.168
Total do ativo não circulante.....		3.454.554	2.969.318	2.829.989	9.618.901	9.218.822	Reservas de capital.....	34.4	-	4.458	-	4.458	-	4.458
							Prejuízos acumulados.....	(498.796)	(160.829)	(287.324)	(498.796)	(160.829)	(287.324)	
							Outros resultados abrangentes..	34.5	440.145	466.565	440.145	466.565	584.778	
							Total do patrimônio líquido atribuível ao controlador.....		682.386	1.051.231	1.037.632	682.386	1.051.231	1.037.632
							Participações de acionistas não controladores.....	-	-	-	-	1.336.385	1.382.795	1.237.792
							Total do patrimônio líquido consolidado.....		682.386	1.051.231	1.037.632	2.018.771	2.434.026	2.275.424
							Recursos destinados a aumento de capital.....	34.2	630.794	-	-	630.794	-	-
							Total do patrimônio líquido.....		1.313.180	1.051.231	1.037.632	2.649.565	2.434.026	2.275.424
							TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....		3.580.998	3.077.673	2.995.002	12.640.339	11.532.692	11.254.674

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009**

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

	Nota	Companhia		Consolidado			Nota	Companhia		Consolidado	
		31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009			31/12/2010	31/12/2009		
		Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado			Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
RECEITA BRUTA	35	-	-	9.730.567	8.288.219	Resultado de equivalência patrimonial.....	19	(38.081)	238.008	-	-
Deduções da receita bruta.....	35	-	-	(2.869.839)	(2.547.262)	Amortização do Ágio.....	19	(9.383)	(7.934)	(14.211)	(12.267)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	35	-	-	6.860.728	5.740.957	LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DAS RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS		(46.058)	234.597	771.894	776.207
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA						RESULTADO FINANCEIRO					
Energia elétrica comprada para revenda.....	36	-	-	(2.753.376)	(2.456.559)	Receitas financeiras.....	39	365.693	590.686	883.119	1.212.955
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.....	-	-	-	(430.629)	(321.971)	Despesas financeiras.....	39	(692.833)	(949.499)	(1.978.440)	(1.936.261)
							39	(327.140)	(358.813)	(1.095.321)	(723.306)
CUSTO DE OPERAÇÃO						LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		(373.198)	(124.216)	(323.427)	52.901
Pessoal.....	-	-	-	(188.536)	(202.947)	IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Material.....	-	-	-	(32.868)	(39.475)	Corrente.....	13.1	4.353	(11.028)	(75.413)	(113.532)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica.....	-	-	-	(266.504)	(208.839)	Diferido.....	13.1	-	143.526	23.992	224.880
Serviços de terceiros.....	-	-	-	(344.567)	(338.924)		13.1	4.353	132.498	(51.421)	111.348
Depreciação e amortização.....	-	-	-	(378.716)	(353.492)	LUCRO (PREJUÍZO) DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS		(368.845)	8.282	(374.848)	164.249
Arrendamento e alugueis.....	-	-	-	(10.982)	(7.906)	Lucro líquido das operações descontinuadas atribuível aos controladores.....		-	-	-	14.119
Subvenção - CCC.....	-	-	-	235.575	308.477	Participação dos não controladores.....		-	-	-	6.003
Custo de construção.....	-	-	-	(1.275.967)	(703.729)	LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		(368.845)	8.282	(374.848)	178.368
Outras despesas.....	-	-	-	15.897	(37.519)	LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO ATRIBUÍVEL AOS CONTROLADORES		(368.845)	8.282	(368.845)	8.282
						Lucro (prejuízo) líquido básico por ação - R\$					
Custo do serviço prestado a terceiros.....	-	-	-	(2.246.668)	(1.584.354)	PN.....	40	(1,06)	0,02	(1,06)	0,02
LUCRO BRUTO						ON.....	40	(1,06)	0,03	(1,06)	0,03
Despesas operacionais.....	37	-	-	(183.342)	(186.847)						
Despesas gerais e administrativas.....	37	(6.029)	(1.137)	(433.796)	(343.482)						
Outras despesas operacionais.....	37	(253)	(2.368)	(12.417)	(18.298)						
OUTROS RESULTADOS	38	7.688	8.028	(13.162)	(38.617)						
RESULTADO DO SERVIÇO		1.406	4.523	786.105	788.474						

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009**

(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
		31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/1	

DEMONSTRAÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS - DVA PARA OS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 (Valores expressos em milhares de reais)

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
1. RECEITAS				
Vendas de energia elétrica e serviços.....	-	-	8.306.762	7.570.424
Perda no valor recuperável.....	-	-	(28.950)	(17.710)
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos.....	-	-	(22.928)	(35.446)
Receitas relativas à construção de ativos próprios.....	-	-	1.275.967	703.729
Outras receitas.....	7.688	8.028	157.604	28.875
Total	7.688	8.028	9.688.455	8.249.872
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (Inclui os valores dos impostos ICMS, IPI, PIS e COFINS)				
Energia elétrica comprada para revenda.....	-	-	(3.184.005)	(2.778.732)
Serviços de terceiros.....	(3.967)	(3.560)	(648.240)	(605.979)
Materiais.....	-	-	(49.917)	(55.670)
Matéria-prima e insumo para produção de energia elétrica.....	-	-	(266.504)	(208.839)
Subvenções de combustível - CCC.....	-	-	235.575	308.477
Outros.....	(274)	1.418	(1.284.502)	(770.437)
Total	(4.241)	(2.142)	(5.197.593)	(4.111.180)
3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	3.447	5.886	4.490.862	4.138.692
4. DEPRECIACÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO				
Depreciação e amortização.....	(2)	(2)	(413.781)	(374.597)
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE (3-4)	3.445	5.884	4.077.081	3.764.095
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Resultado de equivalência patrimonial.....	(47.464)	230.074	(14.211)	(12.267)
Receitas financeiras.....	365.693	590.686	883.119	1.213.330
Total	318.229	820.760	868.908	1.201.063
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5+6)	321.674	826.644	4.945.989	4.965.158

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	321.674	826.644	4.945.989	4.965.158
8.1 - Pessoal	1.666	863	311.881	311.871
Remunerações.....	1.666	863	225.524	244.508
FGTS.....	-	-	12.944	22.121
Outros encargos sociais (exceto INSS).....	-	-	2.281	2.594
Entidades de previdência privada.....	-	-	9.946	6.137
Programa incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	-	-	201	1.409
Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT.....	-	-	35.132	30.099
Convênios assistenciais e outros benefícios.....	-	-	33.112	21.071
Diversos.....	-	-	12.534	9.388
Transferências para ordens em curso (intangível).....	-	-	(19.793)	(25.456)
8.2 - Impostos, taxas e contribuições	7.944	(129.684)	3.025.675	2.561.142
Governo Federal.....	7.941	(130.005)	1.418.410	1.099.051
Governo Estadual.....	-	142	1.603.189	1.458.040
Governo Municipal.....	3	179	4.076	4.051
8.3 - Remuneração de capitais de terceiros	680.909	947.183	1.960.284	1.936.774
Encargos de dívidas e variações monetárias.....	400.907	280.653	928.242	627.277
Aluguéis e arrendamentos.....	5	6	26.690	22.676
Outras despesas financeiras.....	279.997	666.524	1.005.352	1.286.821
8.4 - Remuneração de capitais próprios	(368.845)	8.282	(351.851)	155.371
Dividendos.....	-	-	22.403	92.160
Juros sobre o capital próprio.....	-	-	48.300	22.690
Realização de reservas.....	-	-	-	(69.339)
Lucros retidos / (Prejuízo) do exercício.....	(368.845)	8.282	(428.557)	279.946
Participação dos não controladores.....	-	-	6.003	(170.086)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 E EM 1º DE JANEIRO DE 2009

(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. Há outras empresas do grupo, Companhias abertas, que possuem disponibilização pública de suas demonstrações financeiras: Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL, Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.

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 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, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como atividades necessárias ou úteis à consecução do seu objeto social ou a ele relacionadas.

A Companhia e suas Controladas possuem significativo envolvimento financeiro, prin-

cipalmente para investimentos em ativos das operações, no qual a Administração está permanentemente empenhada na reversão da situação. Dentre as ações estão: o acordo de investimento firmado com o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FI-FGTS) que visa investir na construção, modernização, reforma, manutenção, ampliação ou implantação de empreendimentos de infraestrutura; a obtenção de renovação de linhas de crédito com instituições financeiras buscando a troca de endividamento financeiro de curto para longo prazo e redução de encargos; investimentos realizados e a realizar em pesquisa e desenvolvimento, 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 pelas Controladas.

1.1. Autorização de emissão das demonstrações financeiras

A autorização de emissão dessas demonstrações financeiras ocorreu na reunião da Diretoria em 2/3/2011.

2. DAS CONCESSÕES

As áreas da concessão legal nas atividades de distribuição de energia elétrica de suas Controladas diretas e relativas (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	211.027	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	159.684	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	128.565	15	8/7/2015	10/5/2012
Cia. Força e Luz do Oeste.....	Município de Guarapuava no Estado do Paraná (PR)	1.200	49.952	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	100.668	15	8/7/2015	10/5/2012
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS.....	Estado do Tocantins (TO)	277.621	441.578	139	28/6/2019	4/7/2012
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.....	Estado do Mato Grosso (MT)	903.358	1.040.781	141	11/12/2027	8/4/2012
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - Enersul.....	Estado do Mato Grosso do Sul (MS)	328.316	810.544	73	4/12/2027	8/4/2012
Controladas relativas (indiretas)						
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	Estado do Pará (PA)	1.247.690	1.761.499	143	28/7/2028	7/8/2011
Subtotal		2.787.107	4.704.298	578		
Rede Comercializadora de Energia S.A.....		-	56	-		
TOTAL		2.787.107	4.704.354	578		

(*) Informações não auditadas.

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 Tangará Energia S.A.: UHE Guaporé	Ribeirão dos Porcos	1,00	-	1/12/1998	7/7/2015
	Guaporé	120,00	46,10	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 7 usinas termelétricas, são elas: Comodoro, Cotriguaçu, Guariba, Juruna, Paranorte, Rondolândia e Colniza.	20,28	9,61	10/12/1997	10/12/2027
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Concessão de 34 usinas termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, as mais representativas com capacidade instalada acima de 5 MW: Santana do Araguaia, Breves, Portel, Alenquer, Juruti, Monte Alegre, Óbidos e Oriximiná.	105,01	71,99	28/7/1998	28/7/2028

(*) Informações não auditadas.

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:

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

Os contratos de concessão contêm cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito de 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.

Os contratos de concessão de distribuição de energia das controladas estabelecem a tarifa inicial e, prescrevem os seguintes mecanismos de atualização tarifária:

• 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 econômico-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)	Materiais
Conta de Desenvolvimento Energéticos - CDE (e)	Serviços de terceiros
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f)	Despesas gerais e outras
Operador Nacional do Sistema (ONS)	

Parcela A	Parcela B
Encargos de transmissão	Despesas de capital
Uso das instalações de transmissão	Retorno de depreciação (h)
Uso das instalações de conexão	Comunicação 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 1,00% da receita operacional líquida anual, 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 geração própria de energia elétrica das controladas consolidadas representa aproximadamente 5,13% (*) da energia distribuída, sendo a parcela remanescente fornecida substancialmente pela Duke Energy e AES Tietê, no Estado de São Paulo, CEMIG no Estado de Minas Gerais, ELETRONORTE, Furnas, ELETRORBRÁS e Enerpeixe nos Estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins e Pará, e Coppel, no Estado do Paraná, bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. Para a prestação dos serviços, objeto das concessões supramencionadas, suas controladas possuíam, em 31/12/2010, um quadro próprio de 7.143 (*) funcionários, 6.477 (*) prestadores de serviços e 202 (*) estagiários.

(*) Informações não auditadas.

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.

Algumas informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Despacho nº 4.097, da SFF/ANEEL, de 31/12/2010.

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 são as primeiras demonstrações financeiras consolidadas preparadas conforme as IFRS nas quais o IFRS 1 (CPC 37) foi aplicado.

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).

Os efeitos da adoção inicial dos CPCs estão detalhados na nota explicativa nº 5.

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.

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 quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

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

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 dívida 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 descritas na nota explicativa nº 27.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

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 pretendem 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): É realizada 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.

Teste de recuperabilidade econômica (Impairment): Todo final de período a Companhia avalia se existem evidências objetivas de que os ativos da concessão (ativo financeiro e intangível) 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 utiliza 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, no qual 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 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.

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.

Emprestimos, 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 instrumentada ao custo do ativo intangível em curso.

Instrumentos Financeiros - derivativos: As controladas firmaram contratos derivativos como 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 "Outros Ativos (diferencial a receber) e Operações de Swap (diferencial a pagar)" e o resultado apurado na conta "Outras Receitas e Despesas Financeiras (resultado) e/ou Intangível em Curso (quando da construção do imobilizado 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 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).

5.4. Reconciliação do balanço patrimonial consolidado de 1/1/2009 e 31/12/2009

ATIVO	Práticas contábeis anteriores	Efeito de mudança de prática	Saldo ajustado	1/1/2009	31/12/2009
ATIVO CIRCULANTE					
Consumidores (a).....	1.283.567	(52.038)	1.231.529		
Títulos a Receber.....	39.901	(669)	39.232		
(-)Perda no valor recuperável (b).....	(113.857)	(69.787)	(183.644)		
Impostos e contribuições sociais diferidos (c).....	8.100	(8.100)	-		
Serviço em Curso.....	79.850	(17.283)	62.567		
Ativos regulatórios (d).....	111.760	(111.760)	-		
Outros.....	170.293	(526)	169.767		
Total do ativo circulante.....	2.150.812	(260.163)	1.890.649		
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Consumidores (d).....	331.976	22.373	354.349		
(-)Perda no valor recuperável (b).....	-	(92.046)	(92.046)		
Depósitos Judiciais (e).....	127.155	(9.884)	117.271		
Impostos e contribuições sociais diferidos (c) (f).....	1.074.485	200.473	1.274.958		
Ativos regulatórios (d).....	200.094	(200.094)	-		
Sub-rogação da CCC (g).....	255.850	-	255.850		
Ativo financeiro - concessões (j).....	-	990.385	990.385		
Outros.....	60.682	(3.749)	56.933		
Total do realizável a longo prazo.....	2.863.956	907.458	3.771.414		
Investimentos (h).....	(176.096)	203.082	26.986		
Imobilizado - líquido (i) (j).....	6.011.891	(5.778.167)	233.724		
Intangível - líquido (j).....	503.293	4.828.608	5.331.901		
Diferido.....	5.821	(5.821)	-		
Total do ativo não circulante.....	9.208.865	155.160	9.364.025		
ATIVO TOTAL.....	11.359.677	(105.003)	11.254.674		

PASSIVO	Práticas contábeis anteriores	Efeito de mudança de prática	Saldo ajustado	1/1/2009	31/12/2009
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores.....	534.954	(86)	534.868		
Impostos e contribuições sociais diferidos (c).....	34.977	(34.977)	-		
Consumidores - devolução tarifária (c).....	-	62.412	62.412		
Dividendos (k).....	92.053	-	92.053		
Empréstimos, financiamentos e encargos (l).....	1.015.395	37.616	1.053.011		
Passivos regulatórios (c).....	93.790	(93.790)	-		
Outros (d).....	73.890	(171)	73.719		
Total do passivo circulante.....	2.538.677	(28.996)	2.509.681		

PASSIVO NÃO CIRCULANTE	Práticas contábeis anteriores	Efeito de mudança de prática	Saldo ajustado	1/1/2009	31/12/2009
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos (m).....	851.415	37.165	888.580		
Impostos e contribuições sociais diferidos (c) (f).....	296.084	63.656	359.740		
Consumidores - devolução tarifária.....	-	123.448	123.448		
Empréstimos, financiamentos e encargos (l).....	3.469.282	48.742	3.518.024		
Operações de swap (n).....	-	196.417	196.417		
Provisão para contingências.....	-	-	-		
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação (o) (i).....	538.451	24.215	562.666		
Passivos regulatórios (c).....	172.288	(172.288)	-		
Outros (d) (n).....	267.999	(192.422)	75.577		
Total do passivo não circulante.....	6.340.636	128.933	6.469.569		

PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Práticas contábeis anteriores	Efeito de mudança de prática	Saldo ajustado	1/1/2009	31/12/2009
Transações de capital.....	-	21.168	21.168		
Prejuízos acumulados.....	(170.223)	(117.101)	(287.324)		
Outros resultados abrangentes.....	559.390	25.388	584.778		
Total do patrimônio líquido atribuível ao controlador.....	1.108.177	(70.545)	1.037.632		
Participações de acionistas não controladores.....	1.372.187	(134.395)	1.237.792		
Total do patrimônio líquido.....	2.480.364	(204.940)	2.275.424		
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	11.359.677	(105.003)	11.254.674		

(a) Alguns ativos regulatórios que estavam registrados na contra consumidores que são recuperados na tarifa, não atendem a definição de ativo de acordo com a Estrutura Conceitual Básica (Framework), sendo baixados contra lucros acumulados na transição e no resultado em 2.009.

(b) O CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, altera os critérios de mensuração da antiga provisão de créditos de liquidação duvidosa (PCLD), agora denominada de perda no valor recuperável (*Impairment*). O montante registrado no balanço de abertura foi incrementado em R\$ 69.787 (R\$ 94.232 em 31/12/2009) no circulante, e R\$ 9.071 em 31/12/2009 no não circulante, de acordo com a nova metodologia de mensuração. Com a finalidade de compensação de impostos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, a Companhia adquiriu em 2003, créditos de origem não tributária decorrentes da condenação da União Federal em ação indenizatória, reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado. Uma nova mensuração feita, por meio de uma análise criteriosa e à luz das alterações trazidas pelo CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, levou a Administração a decidir pela constituição de perda no valor recuperável do valor integral desse instrumento financeiro, sendo o ajuste reconhecido na data da transição de R\$ 92.046.

(c) Em atendimento ao CPC 32 - Tributos sobre o lucro, os saldos de ativo e passivo de impostos e contribuições sociais diferidos foram reclassificados para o não circulante.

(d) Os ativos e passivos regulatórios que atendem a definição de ativo e passivo segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework) foram baixados na transição para IFRS contra lucros/prejuízos acumulados e aqueles gerados após essa data estão sendo reconhecidos diretamente na demonstração de resultado de acordo com o período de competência. Parte desses ativos regulatórios no balanço de abertura, de R\$ 24.066 (R\$ 24.091 em 31/12/2009) foram reclassificados para consumidores no ativo não circulante por se tratar de contas a receber e parte do passivo regulatório R\$ 62.412 (R\$ 76.457 em 31/12/2009) foram reclassificados para Consumidores - Devolução Tarifária no passivo circulante na transição e no passivo não circulante R\$ 123.448 (R\$ 14.864 em 31/12/2009 como circulante) por tratarem de valores a pagar.

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 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.

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 compreendem 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 Pessoal, sendo que nenhum ativo ou passivo é reconhecido.

O plano de benefício definido tem sua contabilização baseada em avaliações atuárias 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 porcentagem 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.

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.

Novas normas e interpretações ainda não adotadas: Diversas normas, emendas e interpretações IFRS emitidas pelo IASB (International Accounting Standards Board) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2010, sendo elas:

- Emenda da IAS 12 - Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo. Aplicável a partir de 1/1/2012;
- Emenda da IAS 24 - Partes relacionadas (CPC 05): Divulgação de partes relacionadas com o Governo. Aplicável a partir de 1/1/2011;
- IFRS 9 - Instrumentos financeiros: Classificação de ativos financeiros e contabilização de passivos financeiros designados como mensurados pelo valor justo por meio do resul-

tado. Aplicável a partir de 1/1/2013;

- Emenda da IFRIC 14 - IAS 19 - Limite de um ativo de benefício definido, requisitos de fundamento mínimo e sua interação (CPC 33 - Interpretação A): Esclarecimento sobre pagamentos antecipados. Aplicável a partir de 1/1/2011.

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes às IFRS 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.

Reclassificações e correções: Algumas reclassificações e correções foram efetuadas para melhor apresentação das demonstrações financeiras comparativas, conforme o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

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 31/12/2010 e 31/12/2009.

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. PRIMEIRA ADOÇÃO DOS CPCs - CONVERGENTES AS IFRS

5.1. ICPC 01 - Contratos de concessão (IFRIC 12)

Em 22/12/2009 foi aprovada a Deliberação CVM nº 611/09, que delibera a ICPC 01 - Contratos de Concessão.

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.

5.2. 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.

A ICPC 01 será aplicada a partir da data de transição de 1º de janeiro de 2009. O valor a ser bifurcado é o saldo do ativo imobilizado até a data de transição. O ativo financeiro deve ser reconhecido inicialmente 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 indenização 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. Assim, na nota explicativa nº 21 também é apresentada a posição patrimonial considerando que a concessão será renovada por igual período, o que não implicaria em alteração no resultado do exercício.

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.

5.3. Impactos da adoção dos CPCs

A Companhia e suas controladas adotaram a data de transição como 1/1/2009 (Balanço de Abertura), assim, as últimas demonstrações financeiras pelas práticas contábeis anteriores foram as referentes ao exercício findo em 31/12/2008. A seguir é apresentada uma reconciliação das demonstrações financeiras e os ajustes requeridos pela primeira adoção dos CPCs, convergentes às IFRS, segundo o CPC 37-R1 que trata da adoção inicial das normas internacionais de relatório financeiro.

(e) Na transição, a Companhia efetuou uma análise criteriosa de todos os detalhes da rubrica, e aquelas que não atendiam a definição de ativo ou passivo de acordo com a Estrutura Conceitual Básica (Framework), foram baixados.

(f) Os saldos dos impostos e contribuições sociais diferidos ativos e passivos foram ajustados pelos efeitos decorrentes dos ajustes da transição.

(g) A parte da sub rogação da CCC que se refere a benefícios do rateio da conta de consumo de combustíveis fósseis - CCC, referente à implantação do projeto de interligação da Ilha do Marajó foi ajustado na controlada Celpa. A contabilização desse benefício a receber estava de acordo com o Despacho ANEEL nº 4.722 de 18/12/2009. Na transição, os valores reconhecidos no ativo "Sub rogação CCC" e, no passivo "Obrigações Especiais Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica - Valores pendentes de recebimentos", foram apresentados líquido. O ativo será reconhecido a medida que as obras forem concluídas e aprovadas pelo órgão regulador. O impacto foi uma redução de R\$ 472.928 em 31/12/2009.

(h) Segundo o CPC 15 - Combinação de negócio, o deságio, agora formado de ganho com compra vantajosa, deve ser reconhecido diretamente no resultado na data da combinação de negócios. O saldo existente na transição foi reclassificado para prejuízos acumulados.

(i) O uso do Custo Atribuído para o ativo imobilizado da controlada Tangará S.A. resultou em um acréscimo de R\$ 46.032 (R\$ 44.498 em 31/12/2009) no saldo do ativo imobilizado no balanço de abertura. Tal incremento resultou também em encargos tributários sobre reserva de reavaliação de R\$ 15.650 (R\$ 15.129 em 31/12/2009).

(j) Conforme mencionado no item 5.2, os ativos que representam os bens das concessões que estavam classificados no ativo imobilizado foram bifurcados para o ativo intangível - concessões e ativo intangível - ativos relacionados a concessão. Todos os ágios por rentabilidade futura não foram amortizados em 2009, e parte em 2010. Contudo, aqueles referentes à concessões devem continuar sendo amortizado, por se tratar de direito de concessão, de acordo com o ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalên-

cia Patrimonial. Em adição o ágio no valor de R\$ 11.027, referente à controlada Vale do Vacaria foi integralmente baixado na transição. As amortizações dos ágios geraram uma redução no saldo do ativo intangível de R\$ 12.027 em 31/12/2009.

(k) Segundo o CPC 24 - Evento Subsequente, os dividendos e juros sobre capital propostos superiores ao mínimo obrigatório não devem ser reconhecidos no passivo, e sim, em conta destacada dentro do Patrimônio Líquido

(l) No balanço de abertura o montante de empréstimos, financiamentos e encargos foi incrementado em

5.5. Reconciliação do balanço patrimonial individual de 1/1/2009 e 31/12/2009

	1/1/2009			31/12/2009		
	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado
ATIVO						
ATIVO CIRCULANTE						
Impostos e contribuições sociais diferidos (a).....	129	(129)	-	-	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber (b).....	-	-	-	78.822	(28.466)	50.356
Serviços em Curso.....	12.180	(12.180)	-	12.366	(12.366)	-
Total do ativo circulante.....	177.508	(12.495)	165.013	149.187	(40.832)	108.355
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo						
Impostos e contribuições sociais diferidos (a).....	178.704	129	178.833	256	-	256
Invest do realizável a longo prazo.....	954.857	129	954.986	914.549	-	914.549
Investimentos (d) e (b).....	1.670.488	226.232	1.896.720	1.828.530	226.232	2.054.762
Intangível (d).....	262.684	(262.675)	9	262.691	(262.684)	7
Total do ativo não circulante.....	2.888.038	(58.049)	2.829.989	3.005.770	(36.452)	2.969.318
ATIVO TOTAL.....	3.065.546	(70.544)	2.995.002	3.154.957	(77.284)	3.077.673
PASSIVO CIRCULANTE						
Total do passivo circulante.....	215.013	-	215.013	146.854	-	146.854
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Total do passivo não circulante.....	1.742.356	-	1.742.356	1.879.588	-	1.879.588
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Outros resultados abrangentes.....	559.390	46.557	605.947	442.189	50.861	493.050
Prejuízos acumulados.....	(170.223)	(117.101)	(287.324)	(32.684)	(128.145)	(160.829)
Total do patrimônio líq. atribuível ao Controlador.....	1.108.177	(70.544)	1.037.633	1.128.515	(77.284)	1.051.231
Participações de acionistas não controladores						
PASSIVO TOTAL.....	3.065.546	(70.544)	2.995.002	3.154.957	(77.284)	3.077.673

5.6. Reconciliação do patrimônio líquido individual em 1/1/2009 e 31/12/2009

	1/1/2009	31/12/2009
Patrimônio líquido - originalmente divulgado.....	1.108.177	1.128.515
Amortização de ágios em controladas.....	(987)	(7.935)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre reserva de reavaliação de bens depreciáveis.....	(4.993)	-
Baixa de ágio em controlada.....	(10.040)	-
Ganho na variação de participação societária.....	21.168	5.317
Custo atribuído em controlada.....	30.381	-
Realização de deságios.....	118.731	-
Ajustes por equivalência patrimonial reflexa de controladas.....	(212.438)	(4.122)
Outros.....	(12.366)	-
Ajustes pela mudança de práticas contábeis e correções no Patrimônio líquido de 31/12/2008.....	-	(70.544)
Patrimônio líquido após ajustes de mudança de prática contábil e correções.....	1.037.633	1.051.231

(a) Em atendimento ao CPC 32 - Tributos sobre o lucro, os saldos de ativo e passivo de impostos e contribuições sociais diferidos foram reclassificados para o não circulante. (b) Na transição, a Companhia efetuou uma análise criteriosa de todos os detalhes da rubrica, e aquelas que não atendiam a definição de ativo ou passivo de acordo com a Estrutura Conceitual Básica (Framework), foram baixados.

5.7. Reconciliação do resultado consolidado do exercício de 2009

	Práticas contábeis anteriores	Efeito da mudança de prática	Operações DESCONTINUADAS (*)	JURUENA (1)	Saldos ajustados
RECEITA OPERACIONAL (a)	7.586.966	708.209		(6.956)	8.288.219
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL (b)	(2.542.412)	(5.365)		515	(2.547.262)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	5.044.554	702.844		(6.441)	5.740.957
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA					
Energia elétrica comprada para revenda.....	(2.456.559)	-	-	-	(2.456.559)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.....	(407.546)	85.373	202	(321.971)	(407.546)
Custo do serviço de energia elétrica (b)	(2.864.105)	85.373	202	(2.778.530)	(2.864.105)
CUSTO DE OPERAÇÃO					
Custo de construção (b).....	-	(703.729)	-	(703.729)	-
Outros Custos (c).....	(884.698)	(1.534)	3.252	(882.980)	-
Custo de operação.....	(884.698)	(705.263)	3.252	(1.586.709)	(1.829.549)
LUCRO(PREJUÍZO) OPERACIONAL BRUTO	1.295.751	82.954	(2.987)	1.375.718	1.295.751
DESPESAS OPERACIONAIS (d)					
Despesas com vendas.....	(162.402)	(24.445)	-	(186.847)	-
Despesas gerais e administrativas.....	(335.207)	(8.275)	-	(343.482)	-
Outras despesas operacionais.....	(11.434)	(6.893)	29	(18.298)	-
OUTROS RESULTADOS	(509.043)	(39.613)	29	(548.627)	(509.043)
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(27.593)	(11.024)	-	(38.617)	(27.593)
Amortização de Ágio (e).....	759.115	32.317	(2.958)	788.474	-
Resultado financeiro	(694.850)	(28.094)	(362)	(723.306)	(694.850)
Receitas Financeiras (b).....	1.238.291	(24.961)	(375)	1.212.955	-
Despesas financeiras (b) (f).....	(1.933.141)	(3.133)	13	(1.936.261)	-
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	64.265	(8.044)	(3.320)	52.901	64.265
Imposto de renda e contribuição social corrente (g).....	(116.553)	2.799	222	(113.532)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos (g).....	233.697	(8.817)	-	224.880	-
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DAS PARTICIPAÇÕES	117.144	(6.018)	222	111.348	117.144
Participações dos administradores (h).....	181.409	(14.062)	(3.098)	164.249	-
Reversão dos juros sobre o capital próprio (i).....	(5.078)	5.078	-	-	-
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DAS PARTICIPAÇÕES DOS NÃO CONTROLADORES	22.690	(22.690)	-	-	22.690
Participação dos não controladores.....	199.021	(31.674)	(3.098)	164.249	-
LUCRO(PREJUÍZO) LÍQUIDO ANTES DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	(178.683)	8.594	3	(170.086)	(178.683)
LUCRO LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	20.338	(23.080)	(3.095)	(5.837)	20.338
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	-	11.024	3.095	14.119	-

(*) Em atendimento ao CPC 26 que trata da apresentação das demonstrações contábeis, a Companhia reclassificou no consolidado todas as transações obtidas pela controlada JURUENA durante o período de janeiro a novembro/2009, bem como o resultado na venda dessa controlada.

(a) A receita teve um incremento de R\$ 703.729 devido ao registro da receita de contribuição dos ativos da concessão. O custo também teve um registro de igual valor. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão, não existindo margem de lucro.

(b) Alguns ativos e passivos regulatórios não atendem os critérios de reconhecimento segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework), causando um aumento na receita operacional de R\$ 4.480, um incremento nas deduções da receita operacional de R\$ 5.365, um aumento do custo de serviço de energia elétrica de R\$ 85.373, uma redução na receita financeira de R\$ 24.994 e um incremento de R\$ 17.123 na despesa financeira.

(c) O uso do Custo Atribuído para o ativo imobilizado da controlada Tangará S.A. resultou em um incremento de R\$ 1.534 no custo de operação.

(d) O aumento nas despesas operacionais de R\$ 24.445 refere-se à adoção de nova metodologia para a constituição de perda no valor recuperável de créditos com consumidores; as baixas de depósitos judiciais e ordens de serviços também impactaram em R\$ 3.197 e R\$ 6.893, respectivamente.

(e) Os ágios por rentabilidade futura referentes às concessões devem ser amortizados de acordo com o ICPC 09. Esta amortização gerou um incremento na despesa de amortização de ágio em 2009 de R\$ 12.267.

(f) A reclassificação das ações PN da controlada Tangará S.A para o passivo resultou em uma despesa financeira de R\$ 8.700.

(g) Os impactos nos itens mencionados acima levaram a uma redução de R\$ 2.799 no imposto de renda e contribuição social corrente, e uma redução de R\$ 8.817 no imposto de renda diferido.

(h) A participação dos administradores foi reclassificada para despesas gerais e administrativas em consonância com o CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis.

(i) A Lei 11.941/2009 dispõe que deverá ser observado exclusivamente em livros ou registros auxiliares, as disposições da lei tributária, ou de legislação especial sobre a atividade que constitui seu objeto, que prescrevam, conduzam ou incitem a utilização de métodos ou critérios contábeis diferentes ou determinem registros, lançamentos ou ajustes ou a elaboração de outras demonstrações financeiras. Desta forma, os juros sobre o capital próprio registrado nas despesas financeiras e sua reversão antes do lucro líquido do exercício perderam seu objeto, impactando em uma redução de R\$ 10.000 nas despesas financeiras e a exclusão da reversão dos juros sobre o capital próprio.

5.8. Reconciliação do resultado individual do exercício de 2009

	Práticas contábeis anteriores	Efeito da mudança de prática	Saldos ajustados
DESPESAS OPERACIONAIS (c)	(3.505)	-	(3.505)
OUTROS RESULTADOS	8.028	-	8.028
RESULTADO DO SERVIÇO	4.523	-	4.523
Resultado de equivalência patrimonial (a) (c) ..	242.130	(18.241)	223.889
Amortização de Ágio (b).....	-	(7.934)	(7.934)
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	246.653	(26.175)	220.478
Resultado financeiro	(358.813)	-	(358.813)
Receitas Financeiras.....	590.686	-	590.686
Despesas financeiras.....	(949.499)	-	(949.499)
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(112.160)	(26.175)	(138.335)
Imposto de renda e contribuição social corrente.....	(11.028)	-	(11.028)
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	143.526	-	143.526
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DAS PARTICIPAÇÕES	132.498	-	132.498
Participações dos administradores.....	20.338	(26.175)	(5.837)
Reversão dos juros sobre capital próprio.....	-	-	-
LUCRO(PREJUÍZO) ANTES DAS PARTICIPAÇÕES DOS NÃO CONTROLADORES	20.338	(26.175)	(5.837)
Participação dos não controladores.....	-	-	-
LUCRO(PREJUÍZO) LÍQUIDO ANTES DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS	20.338	(26.175)	(5.837)
LUCRO(PREJUÍZO) LÍQUIDO DAS OPERAÇÕES DESCONTINUADAS (c)	-	14.119	14.119
LUCRO(PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	20.338	(12.056)	8.282

(a) O resultado de equivalência patrimonial foi impactado pelos ajustes decorrentes das mudanças das práticas contábeis nas controladas.

(b) Reflete a amortização de ágios relativos às participações em controladas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, em conformidade com o ICPC 09.

(c) Refere-se ao lucro gerado nas operações da controlada Juruena no período de janeiro a novembro de 2009, e ao resultado obtido na alienação desta empresa.

(c) No balanço de abertura o ágio registrado anteriormente como intangível foi reclassificado para investimentos R\$ 262.675 (R\$ 262.684 em 31/12/2009). Todos os ágios por rentabilidade futura referentes a concessões devem continuar sendo amortizados, por se tratar de direito de concessão, de acordo com o ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. Em adição o ágio no valor de R\$ 11.027, referente à controlada Vale do Vacaria foi integralmente baixado na transição, no balanço de abertura. As amortizações de ágio geraram uma redução no saldo do ativo intangível de R\$ 12.027 31/12/2009. No balanço de abertura a conta investimentos foi ajustada pelo reflexo negativo dos ajustes no patrimônio líquido na adoção dos CPCs nas controladas no valor de R\$ 212.438 (R\$ 216.560 em 31/12/2009), pela variação no patrimônio líquido das controladas pelo registro de imposto de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre reavaliação de bens não depreciáveis (R\$ 4.993 em 31/12/2009); pela variação no patrimônio líquido decorrente do uso do Custo Atribuído na controlada Tangará R\$ 30.381(R\$ 29.368 em 31/12/2009); pelo efeito da reclassificação das ações preferenciais resgatáveis da Tangará R\$ 21.268 (R\$ 26.485) e pela reclassificação do deságio, agora denominada de compra vantajosa na controlada Enersul R\$ 118.731(R\$ 118.731 em 31/12/2009).

(d) Os valores de ágios que estavam registrados no intangível foram reclassificados para o investimentos na controladora. No consolidado esses valores permaneceram na conta investimentos conforme ICPC 09.

	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldos ajustados
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do exercício.....	20.338	(12.056)	8.282
Ajustes ao lucro líquido do exercício:			
Participação de acionistas não controladores ...	178.683	(8.597)	170.086
Perda no valor recuperável (Investimento e Intangível).....	(8.646)	35.429	26.783
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas.....	314.215	30.181	344.396
Ganho na recompra de bônus perpétuo.....	(72.264)	72.264	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação.....	(98.438)	98.438	-
Despesas financeiras.....	(97.923)	97.923	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos ...	-	(224.880)	(224.880)
(Ganho) / perda na alienação de bens e direitos do ativo permanente.....	(73)	73	-
Amortização de Ágios.....	-	12.267	12.267
Ativo/passivo regulatório.....	(98.685)	98.685	-
Outras.....	-	(73)	(73)
Subtotal.....	898.491	201.188	1.099.678
(Aumento) redução nas contas do ativo			
Consumidores, concessionárias e permissionárias.....	(101.234)	(30.777)	(132.011)
Despesas pagas antecipadamente.....	216.292	(218.933)	(2.641)
Serviços prestados, títulos e valores mobiliários e devedores diversos.....	30.379	(8.738)	21.641
Subtotal.....	76.816	(258.448)	(181.632)
Aumento (redução) nas contas do passivo			
Passivos regulatórios.....	(137.161)	137.161	-
Taxas regulamentares.....	41.759	(16.717)	25.042
Outros Credores.....	(128.292)	28.105	(100.187)
Entidade previdência privada e outras obrigações.....	(18.467)	9.080	(9.387)
Subtotal.....	(773.070)	157.629	(615.441)
Caixa líquido nas atividades operacionais ...	202.237	100.369	302.605
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS			
Caixa líquido usado nas atividades de investimentos.....	(698.068)	-	(698.068)
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Pagamentos de empréstimos e financiamentos - principal.....	(1.710.213)	(72.264)	(1.782.477)
Pagamentos de Swap.....	-	(28.105)	(28.105)
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento.....	513.833	(100.369)	413.465
Aumento de caixa e equivalentes de caixa... do exercício.....	18.002	-	18.002
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício.....	395.951	-	395.951
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício.....	413.953	-	413.953

5.9. Reconciliação da demonstração dos fluxos de caixa consolidado de 31 de dezembro de 2009

	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldos ajustados
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do exercício.....	20.338	(12.056)	8.282
Ajustes ao lucro líquido do exercício:			
Participação de acionistas não controladores ...	178.683	(8.597)	170.086
Perda no valor recuperável (Investimento e Intangível).....	(8.646)	35.429	26.783
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas.....	314.215	30.181	344.396
Ganho na recompra de bônus perpétuo.....	(72.264)	72.264	-
Tributos sobre a realização da reserva de reavaliação.....	(98.438)	98.438	-
Despesas financeiras.....	(97.923)	97.923	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos ...	-	(224.	

mente), 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 "participações não-controladores".

Os ágios por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) das controladas estão registrados nas Demonstrações Financeiras Individuais junto com o respectivo investimento, e nas Demonstrações Consolidadas, no ativo intangível.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem as seguintes Companhias:

Atividade	Percentual de Participação %		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresas controladas diretas:			
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	91,45	91,45	91,45
Companhia Nacional de Energia Elétrica	98,69	98,69	98,69
Companhia Força e Luz do Oeste	97,70	97,70	97,70
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	50,86	50,86	50,86

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

	Percentual de Participação %					Eliminações e ajustes	31/12/2010
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009				
Informações sobre a posição financeira:							
Ativo circulante	1.357.507	665.147	437.738	205.121	225.609	(66.506)	3.021.438
Ativo não circulante	2.861.740	2.682.182	1.323.625	816.571	1.058.818	(4.144.995)	9.618.901
Ativo total	4.219.247	3.328.329	1.761.363	1.021.692	1.284.427	(4.211.501)	12.640.339
Passivo circulante	1.377.368	886.251	348.912	189.649	450.518	(66.366)	3.689.391
Passivo não circulante	1.950.220	1.273.468	634.850	276.715	482.390	2.323.865	6.301.383
Patrimônio líquido	891.659	1.168.610	777.601	555.328	349.519	(3.505.010)	2.649.565
Passivo total	4.219.247	3.328.329	1.761.363	1.021.692	1.284.427	(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	710.121	660.525	-	6.586.720
Consumidores e títulos a receber (líquido)	641.717	628.060	278.508	121.503	190.305	(11.147)	1.918.552
Dívida financeira líquida (a)	1.155.888	1.175.040	552.103	203.607	381.986	2.018.493	5.487.117
Partes relacionadas (líquido)	(28.362)	100.281	22.587	64.258	239.117	(124.961)	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	6.860.728
Lucro bruto	418.127	359.136	266.571	180.513	177.111	34.615	1.428.822
Resultado do serviço	200.906	218.667	178.009	90.818	76.846	23.937	789.185
Lucro (prejuízo) líquido	(100.735)	18.605	85.394	58.652	20.987	(473.554)	(368.845)
Outras informações:							
Receitas financeiras	293.255	198.354	65.555	44.299	61.254	385.378	883.119
Despesas financeiras	(622.011)	(377.619)	(119.946)	(51.217)	(114.727)	(818.249)	(1.978.440)
Resultado financeiro	(328.756)	(179.265)	(54.391)	(6.918)	(53.473)	(432.871)	(1.095.321)
Amortizações/depreciações do período	126.308	129.090	74.484	37.736	56.774	7.650	432.042

	Percentual de Participação %					Eliminações e ajustes	31/12/2009
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009				
Informações sobre a posição financeira:							
Ativo circulante	918.964	503.967	406.590	144.698	214.826	223.945	2.313.871
Ativo não circulante	3.070.671	2.682.949	1.320.220	763.184	1.098.915	4.552.011	9.219.834
Ativo total	3.989.635	3.186.916	1.726.810	907.882	1.313.741	4.775.956	11.533.705
Passivo circulante	1.124.830	808.446	327.290	124.252	409.019	263.856	2.958.363
Passivo não circulante	1.872.411	1.222.465	739.369	272.657	542.584	3.190.677	6.140.305
Patrimônio líquido	992.394	1.156.005	660.151	510.973	362.138	1.321.423	2.435.037
Passivo total	3.989.635	3.186.916	1.726.810	907.882	1.313.741	4.775.956	11.533.705
Outras informações:							
Ativo financeiro	180.009	260.835	115.696	222.088	376.712	-	1.155.340
Ativo intangível	1.969.964	1.602.060	771.830	432.737	293.824	-	5.070.415
Ativos da concessão (líquido)	2.149.973	1.862.895	887.526	654.825	670.536	-	6.225.755
Consumidores e títulos a receber (líquido)	469.293	608.811	271.248	109.434	188.664	(9.577)	1.712.628
Dívida financeira líquida (a)	964.607	999.676	571.719	178.145	337.220	1.647.395	4.698.762
Parte relacionadas (líquido)	528.053	50.603	30.714	69.819	211.262	(726.667)	163.784
Informações sobre o resultado :							
Receita líquida de vendas	1.580.270	1.678.304	1.048.402	466.168	741.009	322.760	5.740.957
Lucro bruto	379.683	369.424	280.894	137.514	167.755	47.812	1.383.063
Resultado do serviço	155.253	245.036	218.548	60.631	61.296	52.806	793.552
Lucro (prejuízo) líquido	88.056	149.496	100.243	61.544	42.106	93.076	8.282
Outras informações:							
Receitas financeiras	364.846	220.545	49.617	60.206	89.200	603.414	1.212.955
Despesas financeiras	(449.135)	(284.092)	(118.475)	(34.235)	(108.934)	(1.073.015)	(1.936.261)
Resultado financeiro	(84.289)	(63.547)	(68.858)	25.971	(19.914)	(469.601)	(723.306)
Amortizações/depreciações do período	118.715	114.172	69.803	34.653	56.005	9.088	402.436

(a) A dívida financeira líquida representa empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos líquidos de caixas e equivalentes de caixa.

8. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Companhia			Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Caixa	1.854	5.651	9.682	204.484	177.084	129.478
Equivalentes de caixa	21.119	1.300	9.235	555.179	236.869	266.473
Total	22.973	6.951	18.917	759.663	413.953	395.951

8.1. Equivalentes de caixa

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	Companhia		
				31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Banco Industrial	CDB	(*)	103,00 CDI	-	1.265	-
Banco ABC Brasil	CDB	(*)	103,00 CDI	-	-	341
Banco HSBC	RDB	(*)	100,50 a 103,00 CDI	20.597	-	8.649
Banco Safra	CDB	(*)	10,00 CDI	165	35	-
Banco Safra	Debêntures	(*)	102,60 CDI	-	-	244
Banco Safra	Poupança	(*)	6,00 a.a. + TR	-	-	1
Caixa Econômica Federal	Fundo de investimento	(*)	(**)	357	-	-
Total				21.119	1.300	9.235
Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	Companhia		
				31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Banco ABC Brasil	CDB	(*)	103,00 a 106,00 CDI	-	-	2.398
Banco Alfa	CDB	(*)	104,5 CDI	-	-	5.058
Banco Bradesco	CDB	(*)	20,00 a 100,00 CDI	8.370	372	1.858
Banco Bradesco	Poupança	(*)	6,00 a.a. + TR	-	3	253
Banco Bradesco	Fundo Investimento	(*)	(**)	-	181	171
Banco Bradesco	Debêntures	(*)	100,50 CDI	1.417	1.301	26.800
Banco Bradesco	Capitalização	(*)	6,00 a.a. + TR	672	250	-
Banco Cacique	CDB	(*)	105,00 e 106,00 CDI	-	-	1.912
Banco da Amazônia	CDB	(*)	100,00 a 100,80 CDI	4.588	3	5.180
Banco da Amazônia	Capitalização	(*)	6,00 a.a. + TR	5.186	200	-
Banco Daycoval	CDB	(*)	100,00 a 101,20 CDI	103.070	57.947	20.329
Banco Daycoval	RDB	(*)	100,00 CDI	20.201	-	-
Banco do Brasil	CDB	(*)	100,00 CDI	1.137	30.446	67.361
Banco do Brasil	RDB	(*)	Pré-fixado	-	4.152	-

Classe de consumidores	Saldos vencidos				Total	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
	Saldos vincendos	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias				
Circulante								
Residencial	254.832	182.719	72.308	112.588	367.615	622.447	508.201	423.543
Industrial	144.781	35.549	31.026	79.564	146.139	290.920	258.625	197.811
Comércio, serviços e outras atividades	153.243	69.543	27.827	176.896	330.139	330.139	283.568	249.935
Rural	33.003	16.826	11.338	19.155	47.319	80.322	68.381	55.446
Poder público:								
Federal	8.598	4.197	320	758	5.275	13.873	11.791	10.206
Estadual	16.178	10.220	1.440	5.863	17.523	33.701	31.933	26.639
Municipal	46.081	21.670	11.273	35.491	68.434	114.515	67.471	52.547
Iluminação pública	29.037	6.946	902	19.745	27.593	56.630	34.415	32.111
Serviço público	23.841	18.818	13.420	45.651	77.889	101.730	44.288	54.647
Parcelamentos	-	-	-	-	-	-	-	43.041
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/2007 (c)	(397)	-	-	-	-	(397)	(1.015)	(1.207)
Recomposição tarifária extraordinária	4.622	-	-	-	-	4.622	4.250	-
Redução de Uso Sistema de Distribuição	28.363	-	-	-	-	28.363	17.453	53
Redução de tarifa - irrigação e aquicultura	1.642	-	-	-	-	1.642	1.057	1.844
Fornecimento não faturado Progr. Luz para Todos	-	-	-	-	-	-	-	13.758
Subtotal - não consumidores	743.824	366.488	169.854	398.341	934.683	1.678.507	1.339.632	1.160.374
Participação financeira do consumidor	13.366	351	317	1.870	2.538	15.904	16.770	17.436
Comercialização na CCEE (a)	7.371	-	-	-	-	7.371	3.448	9.870
Programa emergencial redução do consumo	-	-	-	990	990	990	992	992
Encargo de uso da rede elétrica	14.979	-	-	-	-	14.979	24.121	7.627
Encargos de capacidade emergencial	-	-	8.146	4.113	12.259	12.259	4.246	4.443
Energia livre	8.682	-	-	-	-	8.682	8.581	439
Concessionárias e permissionárias	4.185	-	-	-	-	4.185	3.339	1.144
Outros	8.635	12.524	4.612	7.739	24.875	33.510	25.744	29.204
Total	801.042	379.363	182.929	413.053	975.345	1.776.387	1.426.773	1.231.529
Não circulante								
Consumidores	139.223	-	-	-	-	139.223	249.021	233.847
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/2007 (c)	(4.640)	-	-	-	-	(4.640)	(7.690)	(6.961)
Recomposição tarifária extraordinária	28.654	-	-	-	-	28.654	29.693	-

	Consolidado	
	Circulante	Não circulante
Saldo em 1/1/2009.....	1.844	2.555
Apropriado no exercício.....	-	2.693
Amortizado no exercício.....	(4.370)	(1.525)
Atualizado no exercício.....	(7)	(15)
Transferido do longo prazo.....	3.617	(3.335)
Transferido para o longo prazo.....	(27)	27
Saldo em 31/12/2009.....	1.057	400
Apropriado no exercício.....	2.685	1.168
Amortizado no exercício.....	(3.148)	(49)
Atualizado no exercício.....	73	43
Transferido do longo prazo.....	975	-
Transferido para o longo prazo.....	-	(975)
Saldo em 31/12/2010.....	1.642	587

(c) Ajuste a valor presente

Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros. Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 12,81% a.a., que representa o custo médio ponderado de capital (WACC) 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 omitida, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

10. TÍTULOS A RECEBER

	Companhia			Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante						
Itamarati						
Norte S.A.						
Agropecuária (b)	7.135	7.518	6.897	7.135	7.518	6.897
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS.....	-	-	-	8.252	10.511	11.050
Outros títulos a receber (c)...	-	-	-	22.125	21.103	21.285
Total	7.135	7.518	6.897	37.512	39.132	39.232
Não circulante						
Créditos adquiridos de terceiros (a).....	-	-	-	194.704	191.400	352.573
(-) Deságio (a).....	-	-	-	(97.826)	(97.842)	(249.270)
Itamarati						
Norte S.A.						
Agropecuária (b)	25.073	32.667	39.862	25.073	32.667	39.862
Precatórios - Prefeituras Municipais - MS.....	-	-	-	1.377	3.357	10.013
Precatórios - PM - Cuiabá (d)	-	-	-	49.751	42.079	40.388
Outros títulos a receber (c)...	-	-	-	3.917	7.323	8.303
Total	25.073	32.667	39.862	176.996	178.984	201.869

(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 aprofundado pelo Juiz. Contra a referida decisão, foi apresentado recurso, o qual guarda apreensão 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, conforme evidenciado na nota explicativa nº 11.

(b) Refere-se aos créditos recebidos da Denerge Desenvolvimento Energético S.A. (vide nota explicativa nº 17.1 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 evoluiu do 52º lugar em 2006, para 45º lugar em 2010 na listagem de precatórios pendentes de pagamento por parte da Prefeitura de Cuiabá.

11. PERDA NO VALOR RECUPERÁVEL

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante:			
Residencial.....	(84.959)	(72.102)	(52.684)
Industrial.....	(68.166)	(47.477)	(49.898)
Comércio, serviços e outras atividades.....	(42.045)	(42.389)	(48.769)
Rural.....	(6.762)	(8.796)	(5.956)
Poder Público.....	(2.383)	(2.383)	-
Iluminação Pública.....	(1.117)	(1.116)	-
Serviço Público.....	(2.587)	(2.587)	-
Parcelamentos ENERSUL.....	-	(6.512)	(14.692)
Outras receitas.....	(10.580)	(9.098)	(9.104)
Subtotal de consumidores	(218.599)	(192.640)	(181.103)
Diversos créditos.....	(4.357)	(4.357)	(2.541)
Total	(222.956)	(196.817)	(183.644)
Não Circulante:			
Créditos adquiridos de terceiros (a).....	(90.261)	(92.046)	(92.046)
RTRE - Perda Receita Racionamento.....	(18.203)	(13.610)	-
Total	(108.464)	(105.656)	(92.046)

(a) Vide nota explicativa nº 10.

Movimentação:

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Saldo no início do exercício.....	302.473	275.690	66.599
Incorporação Enersul Setembro/2009.....	-	-	52.377
Perdas no exercício.....	(368)	(13.111)	(18.129)
Recuperação de perdas.....	3.205	7.356	6.261
Complemento de provisão.....	26.110	(975)	6.752
Ajuste decorrente das mudanças de prática contábil (a).....	-	33.513	161.830
Saldo no final do exercício	331.420	302.473	275.690

(a) Vide nota explicativa nº 5.

O valor de recebíveis vencidos e não provisionados é de R\$ 335.890 em 31/12/2010 (R\$ 261.166 em 31/12/2009).

A perda no valor recuperável para créditos de liquidação duvidosa 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.

Os créditos em atraso vencidos há mais de 360 dias com Prefeituras Municipais, Órgãos Públicos integrados às Administrações Públicas Municipais, Serviços Públicos, Órgãos Estaduais e Federais, possuem saldos reclassificados para o não circulante.

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.

12. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Companhia		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante			
Imposto de renda (b) ...	35.592	-	35.592
Contribuição social (b) ..	-	2.523	2.523
IRRF - JCP.....	4.038	-	4.038
ISS.....	13	-	13
PIS.....	4.376	-	4.376
Diversos.....	464	-	464
Total	44.483	2.523	47.006
Não circulante			
Imposto de renda (b) ...	-	35.592	37.840
Contribuição social (b) ..	-	2.523	6.911
IRRF - JCP.....	-	-	-
ISS.....	-	-	-
PIS.....	-	4.376	-
Diversos.....	-	464	938
Total	44.483	2.523	47.006

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante			
ICMS (a).....	113.018	115.451	228.469
(-) Ajuste a valor presente (a).....	(6.116)	(22.485)	(28.601)
ICMS ajustado	106.902	92.966	199.868
Imposto de renda (b) ...	74.608	45.539	120.147
Contribuição social (b) ..	7.897	13.995	21.892
Cofins.....	3.268	-	3.268
IOF.....	10.821	-	10.821
INSS.....	4.166	-	4.166
IRRF - JCP.....	677	-	677
IRRF.....	4.038	-	4.038
Lei 11.941/09.....	1.956	-	1.956
PAEX (c).....	464	-	464
Finsocial (d).....	1	4.586	4.587
Diversos.....	676	-	676
Total	216.598	157.086	373.684

(a) 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 representa o custo médio ponderado de capital (WACC) 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 na situação atual. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume da recuperação, a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitida, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

(b) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados na Declara-

ção 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 23), e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base no resultado apurado nos respectivos períodos.

(c) Refere-se a pedido de revisão do PAEX junto a Receita Federal do Brasil - RFB pleiteando a exclusão de débitos consolidados em duplicidade. A exclusão encontra-se pendente de decisão administrativa.

(d) 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 Companhia interps 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 23).

13. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS**13.1. Composição das despesas com impostos**

	Companhia			
	31/12/2010	31/12/2009		
Imposto de renda	3.195	1.158	4.353	(11.028)
Contribuição Social	-	-	-	143.526
Total	3.195	1.158	4.353	132.498

	Consolidado			
	31/12/2010	31/12/2009		
Imposto de renda	(55.065)	(20.348)	(75.413)	(113.532)
Contribuição Social	14.448	9.544	23.992	224.880
Total	(40.617)	(10.804)	(51.421)	111.348

13.2. 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.

	Companhia				
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009		
Imposto de Renda	753	753			
Contribuição Social					
Total	753	753			

	Ativo não circulante				
	31/12/2010	31/12/2010	Total	31/12/2009	1/1/2009
Natureza					
Ajustes da Lei 11.638/2007 (d).....	753	753			
Base de cálculo dos impostos diferidos.....	753	753			
Alíquotas.....	25%	9%			
Total	188	68	256	256	178.833

	Consolidado				
	31/12/2010	31/12/2010	Total	31/12/2009	1/1/2009
Imposto de Renda	(55.065)	(20.348)	(75.413)	(113.532)	
Contribuição Social	14.448	9.544	23.992	224.880	
Total	(40.617)	(10.804)	(51.421)	111.348	

	Companhia				
	31/12/2010	31/12/2010	Total	31/12/2009	1/1/2009
Natureza					
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a) ..	43.782	43.782			
Provisão para contingência fiscais.....	45.851	45.851			
Provisão para devedores duvidosos (a).....	331.422	331.422			
Provisão para benefícios a empregados.....	13.983	13.983			
Del CVM 600/2009.....	13.983	13.983			
Prejuízos fiscais e base negativa de ágio.....	1.847.394	2.110.906			
Amortização de (b) (c) ..	267.378	225.356			
Ajustes da Lei 11.638/2007 (d).....	31.305	31.305			
Base de cálculo dos impostos diferidos.....	2.581.115	2.802.605			
Alíquotas.....	25%	9%			
Total	645.279	252.234	897.513	950.294	1.274.958

Fundamentos para realização do imposto de renda e contribuição social diferida:

(a) Efeativação da perda

(b) Efeativação do resultado

(c) Perspectiva de realização de ganhos futuros. Crédito originado de operação de incorporação reversa da controlada ENERSUL.

(d) Realização dos efeitos da Lei 11.638/2007

13.3. 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:

	Companhia				
	2011	2012	2013	2014	2015
Imposto de Renda	256				
Contribuição Social					
Total	256				

	Consolidado				
	2011	2012	2013	2014	2015
Imposto de Renda	138.853	138.978	115.643	100.232	94.203
Contribuição Social					309.604
Total	138.853	138.978	115.643	100.232	94.203

13.4. Passivo diferido

	Companhia				
	2011	2012	2013	2014	2015
Imposto de Renda					
Contribuição Social					
Total	39.462	14.206	53.668	79.738	359.740

Fundamentos para realização do imposto de renda e contribuição social diferida:

(a) Efeativação do faturamento

(b) Efeativação da perda

(c) Perspectiva de realização de ganhos futuros

(d) Realização dos efeitos da Lei 11.638/2007

(e) O saldo de R\$ 359.740 refere-se a imposto de renda e contribuição social no valor de R\$ 277.552 sobre a receita oriunda de marcação a mercado dos títulos Perpétuo na Companhia e R\$ 82.188 em suas Controladas.

	Companhia				
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009		
Imposto de Renda	35.592	-	35.592	37.840	21.735
Contribuição Social	-	2.523	2.523	6.911	4.777

Os valores consolidados referentes a esses subsídios estão registrado da seguinte forma:

Obras	Status	Valor			A receber		
		aplicado	sub-rogado	recebido	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Controlada CEMAT	Em serviço/corso	404.152	348.436	160.470	187.966	249.368	258.437
Controlada ENERSUL	Em serviço	-	28.740	28.421	319	4.284	8.098
Controlada CELPA	Em serviço/corso	138.509	473.617	-	138.509	690	-
Total		542.661	850.793	188.891	326.794	254.342	266.535

Do montante de circulante e não circulante pendente de recebimento e pela regra estabelecida pela ANEEL, os valores do benefício só serão repassados às Concessionárias após a efetiva energização.

16. OUTROS ATIVOS

	Circulante			Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Valores a recuperar de empregados	11.711	8.201	7.409	-	-	-
Adiantamentos a fornecedores	21.174	15.676	6.113	-	-	-
Alienação de bens e direitos	2.241	21.757	3.358	-	-	-
Dispêndios a reembolsar	1.740	1.813	1.513	-	-	-
Convênios de arrecadação	3.428	1.313	1.313	-	-	-
Cheques em cobrança	3.264	3.958	3.693	-	-	-
Recolhimento a maior - FIS	146	70	2.657	-	-	-
Recolhimento a maior - COFINS (a)	9.732	9.291	10.450	-	-	-
Recolhimento a maior - FGTS	51	51	4	-	-	-
Créditos Contas de Energia Elétrica Mês	5.413	4.098	5.678	-	-	-
Desativação em curso	41.054	11.650	13.893	804	285	11.440
Ativos mantidos para venda	885	2.523	3.146	-	-	-
Garantia liquidação operações CCEE	24.911	1.019	894	-	-	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	-	-	-	-	-	2.670
Operações de swap	-	-	6.620	-	951	35.960
Títulos a receber	-	-	2.953	15.031	2.698	2.255
ICMS - créditos adquiridos de terceiros	-	-	-	11.136	11.136	-
Prêmios de seguros	3.526	6.162	2.530	-	3	34
Cauções e depósitos vinculados	270	52	66	-	-	-
Juros parcelamentos conta energia elétrica	15.151	10.867	8.222	-	-	-
Devedores diversos	8.342	9.197	-	1.227	1.227	1.227
Outros	2.715	8.061	9.405	3.979	4.066	3.347
Total	155.754	115.759	89.917	32.177	20.366	56.933

(a) Refere-se a crédito tributário da controlada CELPA originário do pedido de revisão do REFIS pendente de decisão administrativa referente a depósitos judiciais relativos ao período de setembro de 1998 a janeiro de 1999, não convertidos em renda na consolidação do REFIS liquidado em setembro de 2006.

(b) Refere-se às desativações relativas à UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistros, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao imobilizado ou realização.

17. 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.

17.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Companhia			
	Relacionamento	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Receitas financeiras	80.833	83.700	86.534	-
Despesas financeiras	(50.543)	(57.351)	(69.902)	-
SALDOS ATIVOS				
Circulante				
Dividendos:				
Empresa Elétrica	-	-	7.978	-
Bragantina S.A. ("EEB")	-	-	-	-
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	3.640	1.719	191	-
Cia Força e Luz do Oeste ("CFLO")	2.180	779	-	-
Centrais Elétricas	-	-	-	-
Matogrossenses S.A. - CEMAT	-	5.888	2.136	-
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	-	-	-	-
Tangará Energia S.A.	-	1.855	-	-
Rede Comercializadora de Energia S.A.	-	2.572	2.572	-
Rede Power do Brasil S.A.	18.829	3.440	3.440	-
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	8.046	2.246	44.645	-
Emp. de Distribuição de Energia Vale Paranapanema ("EDEV")	-	8.976	8.599	-
Emp. Energética do Estado do Mato Grosso do Sul - ENERSUL	-	-	1.790	-
Mato Grosso do Sul - ENERSUL	-	-	15.561	-
Total	32.695	27.475	86.912	
Juros sobre capital próprio:				
Empresa Elétrica	-	-	-	-
Bragantina S.A. ("EEB")	-	2.026	-	-
Cia Nacional de Energia Elétrica ("CNEE")	479	1.269	-	-
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	8.647	4.323	1.297	-
Centrais Elétricas	-	-	-	-
Matogrossenses S.A. - CEMAT	1.986	9.665	-	-
Cia Força e Luz do Oeste ("CFLO")	582	498	-	-
Emp. de Distribuição de Energia Vale Paranapanema ("EDEV")	850	5.100	-	-
Emp. Energética do Estado do Mato Grosso do Sul - ENERSUL	-	-	18.145	-
Total	17.657	22.881	19.442	
Total	50.352	50.356	106.354	

SALDOS ATIVOS

Não circulante

Valores a recuperar:

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EEVP")	673	351	187
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
QMR Participações S.A.	89	44	5
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	-	15.319	10.527
Centrais Elétricas	38	11	11
Matogrossenses S.A. - CEMAT	800	15.725	10.730

Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças (a):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EEVP")	259.381	231.656	206.604
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
QMR Participações S.A.	67.555	49.541	46.368
QMR Participações S.A.	-	152.067	136.253
Total	326.936	433.264	389.225

Conta corrente (b):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EEVP")	112.712	60.948	34.261
QMR Participações S.A.	-	338.563	277.046
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	12.870	11.814	10.395
Total	125.582	415.202	321.702

Contrato de venda e compra de ações (d):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	14.494	14.634
Total	453.318	879.103	736.291

SALDOS PASSIVOS

Não circulante

Valores a reembolsar:

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	38	38	38
Empresa Elétrica Braganantina S.A.	-	4.510	4.510
Cia Nacional de Energia Elétrica S.A.	-	2.204	2.204
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	715	715	715
Cia Força e Luz do Oeste	29	29	29
Centrais Elétricas	-	-	-
Matogrossenses S.A. - CEMAT	1.124	1.124	1.124
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	-	7.926	7.926
Tangará Energia S.A.	154	154	154
Rede Comercializadora de Energia S.A.	262	215	152
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	9	9	9
Rede Power do Brasil S.A.	9	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	-	106	106
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	-	-	264
Total	2.340	17.030	17.231

Companhia

Relacionamento	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Rede Power do Brasil S.A.	24.391	-	-
Rede Comercializadora de Energia S.A.	7.133	6.243	-
Total	31.524	6.243	-

Conta corrente (b):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	134.568	146.891	154.824
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
Total	134.568	146.891	154.824

Conta corrente 31/12/2006 (c):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa Elétrica Braganantina S.A.	157.938	152.994	149.036
Cia Nacional de Energia Elétrica S.A.	59.004	58.317	54.280
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	20.457	18.902	18.648
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	-	112.144	104.573
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	-	5.321	7.259
Total	237.399	347.678	333.796

Contrato de venda e compra de ações (d):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	134.568	146.891	154.824
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
Total	134.568	146.891	154.824

Conta corrente (b):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	112.712	60.948	34.261
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
Rede Peixe Energia S.A.	15.137	14.000	10.586
Rede Comercializadora de Energia S.A.	-	95	691
Total	127.849	75.043	46.212

Contrato de venda e compra de ações (d):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	134.568	146.891	154.824
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
Total	134.568	146.891	154.824

Outros ativos

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresas relacionadas	67.555	49.541	46.368
Outros ativos	3.366	17.500	17.315
Total	70.921	67.041	63.683

SALDOS PASSIVOS

Não circulante

Conta corrente (b):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Rede Peixe Energia S.A.	226	258	-
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	-	6.219	-
Total	226	6.477	-

Contrato de venda e compra de ações (d):

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	134.568	146.891	154.824
Denerge Desenvolvimento Energético S.A.	-	-	-
Total	134.568	146.891	154.824

Outros passivos

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Empresas relacionadas	67.555	49.541	46.368
Outros passivos	3.366	17.500	17.315
Total	70.921	67.041	63.683

(a) Assunção de dívida, cessão de crédito e outras avenças

Como parte do processo de reorganização societária a Companhia, através 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 2% a.a., vencendo em 31/12/2016.

Em 29/12/2006 a Companhia assumiu, através 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.

(b) Conta corrente

• **Contrato Multilateral de Mútuo entre as Holding's 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 30/10/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos.

• **Contrato**

18. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Tesouro Nacional (a)	44.284	37.755	54.036
Bradesco - CDB	173	2.900	2.614
Banco do Brasil - CDB	200	216	197
Caixa Econômica Federal - FI Caixa (b).....	37.825	-	-
Outros (c).....	6.926	3.998	3.999
Total	89.408	44.709	60.846

(a) Refere-se à caução dada em garantia dos empréstimos com o Tesouro Nacional, a qual é corrigida pela taxa de juros de 0,81% a.a., mais taxa LIBOR semestral e variação cambial, sendo as datas de vencimentos em 11/4/2024 e 15/4/2024.

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

(c) Refere-se à caução em garantia do contrato de leasing da aeronave junto ao Banco GE, sendo corrigida através da taxa Libor e variação cambial com vencimento em 17/1/2010.

19. INVESTIMENTOS

19.1. Composição dos Investimentos

	Companhia		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Participações em Controladas e ágios.....	2.972.891	2.054.278	1.874.518
Outros investimentos.....	448	484	467
Total	2.973.379	2.054.762	1.874.985

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Outros investimentos.....	34.370	31.043	26.986
Total	34.370	31.043	26.986

19.3. Investimentos relevantes avaliados pelo método da equivalência patrimonial

Investidas	Ações Possuídas (em milhares)		Participação no Capital Integralizado	Capital Realizado	Patrimônio Líquido	Lucro (Prejuízo) Líquido do Período
	Ordinárias	Preferenciais				
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	932	140	91,45%	40.948	80.512	13.297
Companhia Nacional de Energia Elétrica.....	1.927	407	98,69%	28.000	72.472	6.496
Companhia Força e Luz do Oeste.....	135.673	202.819	97,70%	11.500	23.474	5.601
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS.....	192.632	-	50,86%	189.367	510.973	61.544
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	25.365	22.078	39,92%	710.196	1.156.005	149.496
QMRA Participações S.A.	225.265	-	100,00%	225.265	11.454	(2.646)
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	38.717	462	10,11%	6.453	992.394	88.056
Tangará Energia S.A.	48.271	-	70,78%	78.271	70.520	11.282
Rede Power do Brasil S.A.	97	-	99,98%	65.178	151.679	56.676
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	111.651	-	100,00%	111.267	67.367	133
Emp. de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A.	115.905	-	100,00%	115.905	118.313	16.579
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	53.094.757	-	99,92%	463.412	660.151	100.243
Rede Comercializadora de Energia S.A.	1	-	99,60%	500	(570)	4.613
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1	-	99,50%	100	879	1.137
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.	15	-	60,48%	25.438	24.440	(1.157)

Investidas	Ações Possuídas (em milhares)		Participação no Capital Integralizado	Capital Realizado	Patrimônio Líquido	Lucro (Prejuízo) Líquido do Período
	Ordinárias	Preferenciais				
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. (a)	2.408.385	-	100,00%	1.185.838	871.484	(114.048)
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	38.717	462	61,37%	518.932	891.659	(100.735)
Tangará Energia S.A.	48.271	-	100,00%	48.271	65.953	(4.567)
Rede Power do Brasil S.A.	97	-	99,98%	65.178	103.313	48.100
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	58.398.612	-	99,92%	533.468	777.601	85.394
Rede Comercializadora de Energia S.A.	1	-	99,60%	500	34.284	(5.994)
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	1	-	99,50%	630	2.606	2.147
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.	15	-	60,48%	25.438	25.653	1.053

(a) A Assembléia Geral Extraordinária - AGE realizada dia 29/9/2010 aprovou o aumento do Capital Social da controlada QMRA Participações S.A. no montante de R\$ 960.573, sendo em moeda corrente R\$ 411.889 e com capitalização de créditos R\$ 548.684. Foi adicionado ao investimento o Adiantamento para Futuro Aumento de Capital no montante de R\$ 1.716.

19.4. Movimentação dos investimentos

	Saldo em 1/1/2009		Adição Incorporações	Equivalência Patrimonial	Amortização do Ágio	Dividendos/JSCP	Outros Ajustes (a)	Saldo em 31/12/2009
	Reapresentado	Reapresentado						
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	64.220	-	-	10.272	-	(466)	-	74.026
Companhia Nacional de Energia Elétrica.....	67.086	-	-	4.971	-	(493)	-	71.564
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS.....	235.567	-	25.843	-	(1.529)	-	259.881	
Companhia Força e Luz do Oeste.....	18.826	-	4.884	-	(779)	(399)	22.532	
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	419.328	-	48.037	-	(5.888)	-	461.477	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - CEMAT	123.276	-	-	(2.993)	-	-	120.283	
QMRA Participações S.A.	14.092	-	6.813	-	-	3.327	24.232	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - QMRA.....	76.981	-	-	(3.947)	-	-	73.034	
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	94.494	-	13.468	-	(3.772)	(1.534)	102.656	
Tangará Energia S.A.	59.237	-	5.965	-	-	4.305	69.507	
Rede Comercializadora de Energia S.A.	(5.162)	-	4.594	-	-	(568)	875	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - REDE COM	29.919	-	-	-	(12.721)	-	151.649	
Rede Power do Brasil S.A.	111.405	-	52.965	-	(376)	-	168.056	
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	119	-	1.132	-	-	-	875	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - REDE ELET.....	14.104	-	-	-	-	-	14.104	
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	67.234	-	133	-	-	-	67.367	
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	108.734	-	10.579	-	(1.000)	425	118.738	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - EDEVP	7.376	-	-	(994)	-	-	6.382	
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.	15.389	-	(3.204)	-	-	4.293	16.478	
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	352.293	-	51.556	-	(33.707)	-	370.142	
Outros.....	467	17	-	-	-	-	484	
Total	1.874.985	17	238.008	(7.934)	(60.731)	10.417	2.054.762	

	Saldo em 31/12/2009		Adição Incorporações	Equivalência Patrimonial	Amortização do Ágio	Dividendos/JSCP	Outros Ajustes (a)	Saldo em 31/12/2010
	Reapresentado	Reapresentado						
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	74.026	-	-	1.973	-	(9.757)	-	66.242
Companhia Nacional de Energia Elétrica.....	71.564	-	-	6.725	-	(4.847)	-	73.442
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS.....	259.881	-	24.339	-	(1.921)	-	282.299	
Companhia Força e Luz do Oeste.....	22.532	-	12.762	-	(2.180)	(4.098)	29.016	
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	461.477	-	4.993	-	39	1	466.510	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - CEMAT	120.283	-	-	(4.441)	-	-	115.842	
QMRA Participações S.A.	24.232	962.289	(114.048)	-	-	(988)	871.484	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - QMRA.....	73.034	-	-	(3.947)	-	-	69.087	
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	102.656	-	(12.510)	-	-	1	90.147	
Tangará Energia S.A.	69.507	-	(4.567)	-	-	1.012	65.952	
Rede Comercializadora de Energia S.A.	(568)	-	(5.971)	-	-	1	(6.538)	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - REDE COM	29.919	-	-	-	(28.827)	-	139.519	
Rede Power do Brasil S.A.	151.649	-	16.696	-	(418)	-	2.593	
Rede de Eletricidade e Serviço S.A.	875	-	2.136	-	-	-	2.999	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - REDE ELET.....	14.104	-	-	-	-	-	14.104	
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	67.367	-	(13.373)	-	-	-	53.994	
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	118.738	-	10.026	-	-	(9.790)	118.974	
Ágio com expectativa de rentabilidade futura - EDEVP	6.382	-	-	(995)	-	-	5.387	
Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A.	16.478	-	637	-	-	-	17.115	
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	370.142	70.056	32.101	-	(4.495)	1	467.805	
Outros.....	484	2	-	-	-	-	486	
Total	2.054.762	1.032.347	(38.081)	(9.383)	(37.802)	(28.464)	2.973.379	

	31/12/2010		31/12/2009		Consolidado	
	Custo	(-) Amortização acumulada	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível	Ativo financeiro
Em serviço:						
Terenos.....	27.651	-	27	52.080	44	45.945
Reservatórios, barragens e adutoras.....	589	(465)	125	665	128	685
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	275.843	(123.533)	123.402	53.779	53.765	140.909
Máquinas e equipamentos.....	10.589.669	(3.562.229)	6.063.159	1.658.911	5.626.982	1.359.959
Veículos.....	109.737	(48.991)	60.727	42	22.344	42
Móveis e utensílios.....	27.339	(18.568)	8.697	355	9.024	306
Servidores.....	18.238	(2)	5.427	14.411	4.845	13.330
Softwares.....	134.404	(96.319)	38.059	378	47.760	280
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(2.431.774)	286.685	(1.903.066)	(318.256)	(1.516.327)	(1.363.224)
Subtotal	8.751.696	(3.563.422)	4.396.557	1.462.365	4.327.746	1.155.940
Em curso:						
Terenos.....	3.321	-	3.321	-	9.771	-
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	5.805	-	5.805	-	5.875	-
Máquinas e equipamentos.....	1.121.579	-	1.121.579	-	1.006.919	-
Veículos.....	19.998	-	19.998	-	6.006	-
Móveis e utensílios.....	1.525	-	1.525	-	1.553	-
Material em depósito.....	260.591	-	260.591	-	209.016	-
Servidores.....	8.186	-	8.186	-	6.600	-
Softwares.....	48.932	-	48.932	-	37.371	-
Obrigações vinculadas à concessão	(946.859)	-	(946.859)	-	(774.419)	-
Subtotal	727.798	-	727.798	-	742.669	-
Total	9.479.494	(3.563.422)	5.124.355	1.462.365	5.070.415	1.155.340

Faixas de 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 sujeitas a teste de recuperabilidade econômica anualmente.

Softwares: são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos reutilizados 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 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:

19.2. Resultado dos ajustes da equivalência patrimonial

	Companhia		Consolidado	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Controlada				
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	1.973	10.272	-	-
Companhia Nacional de Energia Elétrica	6.725	4.971	-	-
Companhia Força e Luz do Oeste.....	12.762	4.884	-	-
Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS.....	24.338	25.843	-	-
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	4.993	48.037	-	-
QMRA Participações S.A.	(114.048)	6.813	-	-
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	(12.510)	13.468	-	-
Tangará Energia S.A.	(4.567)	5.965	-	-
Rede Power do Brasil S.A.	16.696	52.965	-	-
Caiuá Distribuição de Energia S.A				

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

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

	Ativo intangível		Ativo financeiro		Consolidado				
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	Total		
Participação do consumidor	(655.718)	(646.046)	(619.648)	(77.100)	(88.408)	(88.647)	(732.818)	(734.454)	(708.295)
Participação da União	(45.166)	(46.144)	(59.057)	(17.480)	(16.923)	(2.512)	(61.646)	(63.067)	(61.569)
Participação do Estado	(110.301)	(112.324)	(130.995)	(54.560)	(59.016)	(50.915)	(164.861)	(171.340)	(181.910)
Participação dos Municípios	(72.325)	(71.076)	(76.782)	(6.586)	(9.510)	(7.393)	(78.911)	(80.586)	(84.175)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(219.933)	(216.219)	(215.955)	(29.753)	(32.063)	(25.190)	(249.686)	(248.282)	(241.145)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(53)	(73)	(96)	(6)	(8)	(7)	(59)	(81)	(103)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.169)	(4.550)	(3.634)	(512)	(708)	(333)	(4.681)	(5.258)	(3.967)
Universalização do serviço público de energia elétrica (a)	(1.593.752)	(1.191.625)	(1.131.306)	(133.245)	(112.313)	(74.776)	(1.726.997)	(1.303.938)	(1.206.082)
Outros	(148.508)	(2.689)	(3.228)	(14)	(23)	(22)	(148.522)	(2.712)	(3.250)
Total	(2.849.925)	(2.290.746)	(2.240.701)	(318.256)	(318.972)	(249.795)	(3.168.181)	(2.609.718)	(2.490.496)

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 imobilizado.

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 imobilizado 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 imobilizado	297.366	172.564	124.802
Impostos diferidos	-	(41.280)	390.719
Reavaliações anteriores	-	-	(4.993)
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)	-	-	(480.717)

Reserva de reavaliação registrada no patrimônio líquido em 31/12/2010

O efeito no resultado do exercício oriundo das amortizações, baixas e alienações na Companhia foi de R\$ 69.038 em 2009 e no Consolidado em 2010 foi de R\$ 25.408 (R\$ 117.201 em 2009).

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

	Valor contábil líquido	Valor justo	Mais Valia
Ativo imobilizado			
Terenos	615	1.743	1.128
Reservatórios, Barragens e Adutoras	62.905	66.004	3.099
Edificações, Obras Cíveis 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	46.302
Imobilizado em curso	130	130	-
Total do imobilizado	168.319	214.351	46.302
Impostos diferidos	-	-	(14.608)
Realização do custo atribuído	-	-	(3.067)
Saldo custo atribuído em 31/12/2010	-	-	28.357

Teste de recuperabilidade econômica

A Companhia efetuou o teste de recuperabilidade econômica dos ativos: intangível e financeiro do contrato 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 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 se mostram suficientes para a cobertura dos ativos intangível e financeiro.

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 nas Resoluções nº 52 de 25/3/2004, nº 73 de 9/7/2004, nº 79 de 30/8/2004, nº 175 de 28/11/2005 alterada pela Resolução nº 365/2009, 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.

Por força do Decreto Presidencial nº 4.873, de 11/11/2003, a área urbana já alcançou o ano limite para a universalização que foi 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 custos para o consumidor. Para a área rural, o horizonte estabelecido para atingir a universalização é o ano de 2010.

Programa Luz para Todos

Ainda com o objetivo de promover a universalização do acesso à energia elétrica, o Governo Federal iniciou em 2003, através 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. Em função do crescimento das demandas em todo o Brasil, o Governo Federal prorrogou o programa até o ano de 2010 por meio do Decreto nº 6.442 de 25/4/2008. Finalmente em 5/10/2010, por meio do Decreto nº 7.324 foi prorrogado para 31/12/2011 o prazo de execução do Programa com o objetivo de garantir a finalização das ligações destinadas ao atendimento que tenham sido contratadas ou estejam em processo de contratação até 30/10/2010.

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.

Através de suas controladas, foram firmados contratos de financiamentos e concessão de subvenções junto à ELETROBRÁS no âmbito do Programa Luz para Todos para atendimento de 902.830 (*) novos consumidores. A composição da realização do Programa até dezembro de 2010 está da seguinte forma:

	Consolidado			
	Custo 1/1/2009	Amortização 2009	Saldo 2009	Saldo 2010
Direito de concessão:				
CEMAT	123.276	(2.993)	120.283	(4.440)
EDEVP	8.325	(1.943)	6.382	(995)
Subtotal	131.601	(4.936)	126.665	(5.435)
Outros:				
QMR	227.429	(8.883)	218.546	(9.161)
Rede Comercializadora	29.919	-	29.919	-
Rede Elétrica e Serviços	14.104	-	14.104	-
Subtotal	271.452	(8.883)	262.569	(9.161)
Total	403.053	(13.819)	389.234	(14.596)

21.3. Considerando as renovações dos contratos de concessões - não registrados nas demonstrações financeiras (informações suplementares)

Conforme mencionado na nota explicativa nº 5, considerando a renovação da concessão e seus respectivos vencimentos, a posição para o ativo intangível e o ativo financeiro seria:

	Não auditado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Ativo intangível	6.516.678	6.139.712	5.815.079
Ativo financeiro	70.042	86.043	85.964
Total	6.586.720	6.225.755	5.901.043

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 em 31/12/2010, 31/12/2009 e em 1/1/2009:

	Ativo intangível		Ativo financeiro		Consolidado				
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	Total		
Participação do consumidor	(655.718)	(646.046)	(619.648)	(77.100)	(88.408)	(88.647)	(732.818)	(734.454)	(708.295)
Participação da União	(45.166)	(46.144)	(59.057)	(17.480)	(16.923)	(2.512)	(61.646)	(63.067)	(61.569)
Participação do Estado	(110.301)	(112.324)	(130.995)	(54.560)	(59.016)	(50.915)	(164.861)	(171.340)	(181.910)
Participação dos Municípios	(72.325)	(71.076)	(76.782)	(6.586)	(9.510)	(7.393)	(78.911)	(80.586)	(84.175)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(219.933)	(216.219)	(215.955)	(29.753)	(32.063)	(25.190)	(249.686)	(248.282)	(241.145)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(53)	(73)	(96)	(6)	(8)	(7)	(59)	(81)	(103)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.169)	(4.550)	(3.634)	(512)	(708)	(333)	(4.681)	(5.258)	(3.967)
Universalização do serviço público de energia elétrica (a)	(1.593.752)	(1.191.625)	(1.131.306)	(133.245)	(112.313)	(74.776)	(1.726.997)	(1.303.938)	(1.206.082)
Outros	(148.508)	(2.689)	(3.228)	(14)	(23)	(22)	(148.522)	(2.712)	(3.250)
Total	(2.849.925)	(2.290.746)	(2.240.701)	(318.256)	(318.972)	(249.795)	(3.168.181)	(2.609.718)	(2.490.496)

22. FORNECEDORES

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Circulante:			
Suprimento de energia elétrica:			
Curuá Energia	10.524	8.638	-
Light Energia e Serviços de Eletricidade	1.224	2.867	6.363
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	8.391	6.878	5.113
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	15.997	15.997	15.997
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	22.269	23.021	21.901
Companhia Energética de São Paulo - CESP	15.743	12.343	10.619
Rede Lajeado Energia S.A.	20.730	15.592	20.977
Copel Geração S.A.	12.571	11.945	11.571
Duke Energy	3.505	3.427	3.610
Eletrac - Eletricidade da Amazônia S.A.	-	691	1.135
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	73.087	81.455	61.183
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	28.602	27.541	23.810
Furnas Centrais Elétricas S.A.	22.435	24.336	33.238
Global Energia Elétrica	1.482	1.053	1.308
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	1.021	2.172	5.630
Itamarati Norte	7.932	-	6.473
Enertrac Comercializadora de Energia	4.060	4.266	7.139
Empresa Operadora do Comércio Energético	-	4.483	-
Apiaçás Energia S.A.	2.105	1.650	2.014
Enerpeix Energia S.A.	10.431	10.249	9.716
Rio do Sangue Energia S.A.	3.195	2.243	2.332
Socibe Energia S.A.	2.476	2.086	2.288
Isamu Ikeda Energia S.A.	4.579	2.233	4.388
Primavera Energia S.A.	3.089	2.946	1.257
Pantanal Energética	3.543	3.608	-
Buriti Energia	5.226	2.739	-
Guaranta Energetica Ltda	4.641	-	-
Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	5.237	-	-
Rosal Energia S/A	3.467	-	-
Outras	31.298	32.433	26.908
Parcelamentos:			
Furnas Centrais Elétricas S.A.	-	-	34.060
Subtotal	328.860	307.372	318.968
Compra de energia elétrica:			
Energia livre - CCEE	27.777	37.788	20.651
Energia no curto prazo - CCEE	6.891	6.502	4.311
Subtotal	34.668	44.290	24.962
Compra de combustível:			
Petrobras	73.279	77.570	18.946
Subtotal	73.279	77.570	18.946
Encargos de uso da rede elétrica	24.381	51.179	34.063
Materiais e serviços	149.172	142.746	134.844
Retenção contratual	1.767	4.561	3.085
Total circulante	612.127	627.718	534.868

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Não circulante			
Compra de energia elétrica:			
Energia livre - CCEE	5.929	3.911	14.453
Total não circulante	5.929	3.911	14.453

23. IMPOSTOS, CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS E PARCELAMENTOS

	Companhia		
--	-----------	--	--

25. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS

25.1. Composição

	Companhia					
	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Não Circulante	Não circulante	Não Circulante	Não circulante	Não Circulante	Não circulante
Moeda nacional:						
BNDES -	25.392	117.716	34.652	142.498	26.732	176.184
ENERMAT	-	-	10.011	-	9.658	9.658
Capital de giro - CDI	247.571	123.541	79.654	106.683	158.457	100.000
Capital de giro - Pré	49.693	49.600	15.766	15.668	15.572	31.452
Subtotal	322.656	290.857	140.753	264.849	210.725	317.294
(-) Custo de transação	(740)	(965)	(950)	(1.705)	(1.057)	(2.655)
Total moeda nacional	321.916	289.892	139.123	263.144	209.515	314.639
Moeda estrangeira:						
Bônus perpétuos	-	827.428	-	864.673	-	1.343.775
Marcação a mercado	-	(16.548)	-	(203.198)	-	(802.906)
Total moeda estrangeira	-	810.880	-	661.475	-	540.869
Total geral	321.916	1.100.772	139.123	924.619	209.515	855.508
Principal	311.867	1.101.737	130.391	926.324	196.915	850.535
Encargos	10.049	(965)	8.732	(1.705)	12.600	4.973
	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	Não Circulante	Não circulante	Não Circulante	Não circulante	Não Circulante	Não circulante
Moeda nacional:						
BNDES -	30.267	313.885	39.058	226.076	31.164	187.157
BNDES - PRÉ	56	46.440	-	23.040	-	-
Eletrobrás	102.242	794.575	87.369	620.425	77.716	556.727
ENERMAT	-	-	10.011	-	9.658	9.658
FINAME	5.389	7.440	4.945	10.169	3.245	11.376
Recuperação de ações	96.222	22.299	59.290	35.768	37.616	48.742
Investimento	85.216	32.083	84.909	74.987	64.880	112.791
Capital de giro - CDI	1.091.744	1.259.570	696.495	1.192.791	625.489	1.106.182
Capital de giro - IPCA	37.763	49.723	11.933	79.722	-	-
Capital de giro - TJLP	7.339	7.583	38.313	28.868	15.725	31.452
Capital de giro - Pré	95.103	56.100	-	-	-	-
TR	971	-	4.253	833	3.880	154
Arrendamento mercantil	15.225	24.111	6.253	16.256	5.424	5.609
FNO	341	62.598	167	34.971	64	34.439
FDE	795	1.546	1.838	2.052	2.699	3.668
Subtotal	1.568.673	2.677.953	1.044.834	2.345.958	877.560	2.107.955
(-) Custo de transação	(5.973)	(16.119)	(6.893)	(22.200)	(6.977)	(27.809)
Total moeda nacional	1.562.700	2.661.834	1.037.941	2.323.758	870.583	2.080.146
Moeda estrangeira:						
Bônus perpétuos	-	827.428	-	864.673	-	1.343.775
BID	121.583	286.602	110.314	422.223	66.304	650.441
Units Notes	21.549	20.106	23.273	42.022	3.036	84.602
Tesouro Nacional	9.308	85.378	10.298	97.086	14.385	141.881
Capital de Giro	-	-	11.136	-	97.234	13.422
Arrendamento mercantil	4.937	31.273	2.338	3.083	1.994	7.047
Subtotal	157.377	1.250.787	157.359	1.429.087	182.953	2.241.168
(-) Marcação a mercado	-	(16.549)	-	(203.198)	-	(802.906)
(-) Custo de transação	(169)	(20)	(200)	(221)	(525)	(384)
Total moeda estrangeira	157.208	1.234.218	157.159	1.225.668	182.428	1.437.878
Total geral	1.719.908	3.896.052	1.195.100	3.549.426	1.053.011	3.518.024
Principal	1.574.849	3.896.052	1.084.784	3.521.570	344.979	3.487.057
Encargos	145.059	(20)	110.316	27.856	23.994	30.967

25.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador (sem a marcação do bônus e custo de transação)

	Companhia					
	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	%	%	%	%	%	%
Moeda nacional:						
URTJLP	143.108	23,33	177.150	43,75	202.916	38,44
IGPM	-	-	10.011	2,47	19.316	3,66
CDI	371.112	60,49	186.337	46,02	258.457	48,96
PRÉ-FIXADO	99.293	16,18	31.424	7,76	47.177	8,94
Subtotal	613.513	100,00	404.922	100,00	527.866	100,00
Moeda estrangeira:						
Dólar norte-americano	827.428	100,00	864.673	100,00	1.343.775	100,00
PRÉ-FIXADO	827.428	100,00	864.673	100,00	1.343.775	100,00
Total	1.440.941		1.269.595		1.871.641	
	31/12/2010		31/12/2009		1/1/2009	
	%	%	%	%	%	%
Moeda nacional:						
URTJLP	350.946	8,26	269.847	7,96	230.496	7,72
UFJR	515.987	12,15	379.029	11,18	328.801	11,01
CDI	2.494.953	58,75	2.050.885	60,48	1.853.771	62,09
IGPM	118.521	2,79	105.069	3,10	105.674	3,54
IPCA	87.486	2,06	91.655	2,70	-	-
TR	971	0,02	5.085	0,15	4.034	0,14
TJLP	21.217	0,50	14.796	0,44	57.768	1,93
PRÉ-FIXADO	655.606	15,44	472.130	13,92	390.159	13,07
SELIC	939	0,02	2.296	0,07	3.709	0,12
SELI	-	-	-	-	11.103	0,37
Subtotal	4.246.626	100,00	3.390.792	100,00	2.985.515	100,00
Moeda estrangeira:						
lêne	-	-	11.136	0,70	110.396	4,55
LIBOR	174.313	12,07	390.788	24,63	534.516	22,05
PRÉ-FIXADO	1.233.851	87,93	1.184.522	74,67	1.779.209	73,40
Subtotal	1.408.164	100,00	1.586.446	100,00	2.424.121	100,00
Total	5.654.790		4.977.238		5.409.636	

Os índices, base de atualização dos empréstimos e financiamentos apresentaram as seguintes variações durante o exercício:

	Variação %	
	31/12/2010	31/12/2009
URTJLP (Unidade de Referência - Taxa de Juros de Longo Prazo)	-	0,12
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)	6,00	6,12
TR (Taxa Referencial)	0,69	0,71
CDI (Certificado de Depósito Interbancário)	9,76	9,88
IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo)	5,91	4,31
IGPM (Índice Geral de Preço de Mercado)	11,32	(1,71)
LIBOR (London Interbank Offered Rate)	0,34	0,70
FINEL (Fundo de Financiamento da Eletrobrás)	2,18	(0,35)
US\$ (Dólar norte-americano)	(4,31)	(25,49)
IENE	8,41	(27,10)

25.3. 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 de 2016.					
Contrato de confissão, reescalonamento e consolidação de dívidas junto ao BNDES (Vide nota 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 a CDI com taxa média ponderada de 14,61% a.a.					
• Operações indexadas a CDI com taxa média ponderada de 6,06% 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 deliberação CVM nº 556/08. Durante o exercício de 2010 foram amortizados R\$ 950 (R\$ 2.774 em 2009).					
Os custos de transação a serem amortizados são:					
Vencimento	31/12/2010		31/12/2009		
2010	-	-	-	950	
2011	-	740	-	740	
2012	-	532	-	532	
2013	-	321	-	321	
2014	-	112	-	112	
Total	1.705	2.655	1.705	2.655	
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 poderá, por opção da Companhia, serem resgatados a partir de 02 de abril de 2012, em qualquer data de pagamento de juros pelo valor do principal. O bônus é negociado na Luxembourg Stock Exchange (Bolsa de Valor de Lu-					

xemburgo) e apresenta liquidez.

Os títulos da Companhia eram negociados com um percentual de desconto de 2,00% em 31/12/2010 e 23,50% em 31/12/2009.

A Companhia optou por designar o bônus perpétuo como mensurados a valor justo por meio do resultado. Tal designação deve ser feita no momento inicial, todavia, a Deliberação CVM nº 565/2008 que trata da Adoção inicial da Lei 11.638/2007 e da Lei 11.941/2009 no seu item 6 autoriza a Companhia a fazer a classificação na data de transição. 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 comprá-lo. O valor de mercado, ou seja, o valor que o título está sendo negociado pode ser considerado como valor justo, pois os preços são divulgados e negociados em mercado ativo. Assim, não houve necessidade da utilização de modelos internos para sua precificação, pois os preços obtidos neste mercado podem ser considerados adequados. O valor justo é mensurado pelo nível 1 da hierarquia do valor justo. O valor de face destes títulos somente será exigido na hipótese de insolvência da Companhia, o que acaba não representando adequadamente o valor do passivo. Assim, 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.

	31/12/2010	31/12/2009
Saldo inicial	661.475	540.869
Risco de crédito próprio	134.000	394.998
Risco de mercado	15.405	(274.392)
Saldo final	810.880	661.475

Consolidado

Moeda nacional:

a. BNDES: representados por contratos efetuados na Rede Energia e nas controladas CELPA e ENERSUL, nos montantes de 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, de custo máximo de 3,57% a.a. acima da variação da TJLP vencendo a primeira parcela de amortização em janeiro/2012 e a última em dezembro/2019. Até 31/12/2010 foram liberados R\$ 240.385

• ENERSUL - Empréstimos destinados a financiamento de obras, sobre os quais incidem juros a taxa de 6,30% a. a. acima da TJLP, com vencimento final em junho/2012. Operação contratada através do 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\$ 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. Em junho/2010 foi liberado para a controlada CELPA o montante de R\$ 11.324 através do contrato ECF-2812/2010 com carência de 36 meses e vencimento da última parcela em junho/2023 com encargos de 7,0% a.a.

• Programas tomados para expansão dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, na controlada CEMAT, cujo montante em 31/12/2010 é de R\$ 576. 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., mais a variação do Finel. 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 31/12/2010 é de R\$ 6.162, 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\$ 3.836, R\$ 3.038 e R\$ 3.283, respectivamente em 31/12/2010, com taxa média ponderada de 4,43% a.a., mais a variação da TJLP, a forma de amortização é mensal e com vencimento da última parcela ocorrendo em outubro/2014.

d. Recuperação de ações: a controlada Tangara Energia firmou com a ELETROBRÁS acordo de acionistas que estabelece as condições de resgate de 20.000.000 de ações PN Resgatáveis inscritas pela Eletrobrás. O resgate será efetuado em 32 (trinta e duas 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 12,00% a.a.

	Consolidado				
	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 1º de janeiro de 2009	870.583	2.080.146	182.428	1.437.878	4.571.035
Ingressos	902.694	975.308	-	49.790	1.927.792
Encargos	342.449	14.994	190.287	-	547.730
Variação monetária e cambial	2.094	1.887	(62.389)	(536.005)	(594.413)
Transferências	754.134	(754.134)	172.469	(172.469)	-
Pagamentos de principal	(1.491.251)	(52)	(137.777)	(153.397)	(1.782.477)
Pagamentos de juros	(342.846)	-	(188.183)	-	(531.029)
Marcação a mercado	-	-	-	599.707	599.707
Custo de transação	(1.717)	(1.164)	-	-	(2.881)
Transferência de custo de transação	(6.773)	6.773	(164)	164	-
Apropriação de custo de transação	8.574	-	488	-	9.062
Saldo em 31 de dezembro de 2009	1.037.941	2.323.758	157.159	1.225.668	4.744.526
Ingressos	998.953	1.467.534	-	34.377	2.500.864
Encargos	427.455	15.071	156.331	-	598.857
Variação monetária e cambial	6.455	4.644	(5.729)	(53.356)	(47.986)
Transferências	1.155.254	(1.155.254)	159.322	(159.322)	-
Pagamentos de principal	(1.659.953)	-	(153.025)	-	(1.812.978)
Pagamentos de juros	(404.326)	-	(156.881)	-	(561.207)
Marcação a mercado	-	-	-	186.650	186.650
Transferência de custo de transação	(6.081)	6.081	(201)	201	-
Apropriação de custo de transação	7.002	-	232	-	7.234
Saldo em 31 de dezembro de 2010	1.562.700	2.661.834	157.208	1.234.218	5.615.960

25.7. Arrendamentos mercantis operacionais

Em 2010 a Companhia pagou um montante de R\$ 25.467 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:

Vencimento:	R\$
Até 1 ano	12.208
de 1 a 5 anos	13.392
Total	25.600

26. DEBÊNTURES**26.1. Movimentação**

	Companhia		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2009	-	-	-
Ingressos	-	370.000	370.000
Encargos	854	-	854
Custo de transação	-	(2.679)	(2.679)
Transferência de custo de transação	(728)	728	-
Amortização de custo de transação	14	-	14
Saldo em 31 de dezembro de 2009	140	368.049	368.189
Encargos	48.212	-	48.212
Pagamentos de juros	(47.879)	-	(47.879)
Transferência de custo de transação	(714)	714	-
Amortização de custo de transação	714	-	714
Saldo em 31 de dezembro de 2010	473	368.763	369.236
Principal	-	370.000	370.000
Encargos	473	(1.237)	-

	Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2009	-	-	-
Ingressos	-	370.000	370.000
Encargos	854	-	854
Custo de transação	-	(2.679)	(2.679)
Transferência de custo de transação	(728)	728	-
Amortização de custo de transação	14	-	14
Saldo em 31 de dezembro de 2009	140	368.049	368.189
Ingressos	-	250.000	250.000
Encargos	72.905	-	72.905
Transferências	69.833	(69.833)	-
Pagamentos de principal	(4.762)	-	(4.762)
Pagamentos de juros	(56.226)	-	(56.226)
Transferência de custo de transação	(714)	714	-
Amortização de custo de transação	714	-	714
Saldo em 31 de dezembro de 2010	81.890	548.930	630.820
Principal	65.071	550.167	615.238
Encargos	16.819	(1.237)	15.582

26.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	Companhia			
	31/12/2010	(%)	31/12/2009	(%)
Moeda nacional:				
CDI	371.187	100,00	370.854	100,00
Total	371.187	100,00	370.854	100,00

	Consolidado			
	31/12/2010	(%)	31/12/2009	(%)
Moeda nacional:				
CDI	467.009	73,80	370.854	100,00
IPCA	165.763	26,20	-	-
Total	632.772	100,00	370.854	100,00

26.3. Detalhamento das debêntures

Consolidado:
Rede Energia - Distribuição pública de 370.000 debêntures simples, 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 perfunção do 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. No exercício de 2010 foram amortizados R\$ 714 (R\$ 14 em 2009).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento	31/12/2010	31/12/2009
2010	-	714
2011	714	714
2012	650	650
2013	414	414
2014	173	173
Total	1.951	2.665

Consolidado - Em 22/4/2010 em Assembléia Geral Extraordinária, a controlada CEMAT deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão, não conversíveis em ações, em 13 séries totalizando R\$ 250.000. A emissão será 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 materialidade 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 mês 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.

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

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

	Companhia	
	31/12/2010	31/12/2009
2012	123.333	123.333
2013	123.333	123.333
2014	123.334	123.334
Total	370.000	370.000

	Consolidado	
	31/12/2010	31/12/2009
2012	200.404	123.333
2013	200.404	123.333
2014	149.359	123.334
Total	550.167	370.000

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 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) 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 neces-

c) Composição dos saldos registrados em contas patrimoniais de outros ativos e passivos

Operações passivas

Objetivo de hedge de risco de mercado (a)

Swap BID

Banco Societé Générale
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... IGPM + 4,88%

Banco Itaú BBA S.A.
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... IGPM + 4,51%

Unibanco S.A.
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... IGPM + 4,60%

JP Morgan S.A.
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... IGPM + 4,49%

HSBC Bank Brasil S.A.
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... 80% a 82% do CDI

Swap Unit Notes (b)

Unibanco S.A.
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... IGPM + 5,70%

Merrill Lynch
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... IGPM + 4,20%

Total Unit Notes

Swap capital de giro

Banco Safra S.A.
Ponta ativa..... IENE + 5,20%
Ponta passiva..... CDI + 2,01%

Banco ABC S.A.
Ponta ativa..... CDI + 4,97%
Ponta passiva..... CDI + 6,79%

Swap juros bônus perpétuos

Citibank
Ponta ativa..... USD + 0%
Ponta passiva..... 73,50% do CDI

Total capital de giro e bônus

TOTAL GERAL

Ativo circulante (c).....
Ativo não circulante (c).....
Passivo circulante.....
Passivo não circulante.....

(a) Para maiores informações sobre as dívidas em questão vide nota explicativa nº 25.
(b) Devido ao pagamento antecipado da dívida, o valor nocional do swap é superior a dívida. Vide nota explicativa nº 25.
(c) Vide nota explicativa nº 16.

Vencimento das parcelas do não circulante:

Vencimento	31/12/2010
2012	117.113
2013	25.868
2014	29.074
2015	15.160
Total	187.215

d) Valor justo dos instrumentos derivativos

A Companhia e suas Controladas possuem apenas operações de Swap, não possuindo outros instrumentos derivativos. Para a apuração do valor justo 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 baseia-se na estimativa do valor presente dos pagamentos por meio da utilização de curvas de mercado divulgadas pela BM&FBovespa. A mensuração é considerada nível 3 na hierarquia do valor justo.

Arrendamento Mercantil - Corresponde a 2 contratos de arrendamento mercantil de aeronaves que estão expostos a variação do dólar, sendo que uma delas possui o custo de Libor + 3,5% a.a. e a outra ao custo de 6,15% a.a., com amortização trimestral de juros e principal. O saldo em 31/12/2010 era de R\$ 34.658.

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.

e) Exposição cambial sem contratação de instrumentos financeiros derivativos

Tesouro Nacional - Corresponde a reestruturação da dívida externa (ver nota explicativa nº 18), atualizados de acordo com a variação das taxas Libor, Taxa Pré-fixada e variação do dólar, com amortização mensal e vencimento em abril de 2024.

Os administradores da Companhia e suas Controladas não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuírem investimentos em Bônus de Descontos e Bônus ao Par (Bônus emitidos ao valor da União) que estão expostos a variação do dólar, possuem vencimentos idênticos ao valor da dívida e serão utilizados para quitar a dívida. Os referidos estão contabilizados no ativo não circulante, na rubrica cauções e depósitos vinculados. (ver nota explicativa nº 18)

f) Teste 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 com derivativos abertas dos contratos de Swap em 31 de dezembro de 2010. 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 IGP-M, recebendo a variação do dólar.

Como estas operações visam proteger dívidas vinculadas a moeda estrangeira, a ponta cambial não apresenta riscos significativos, pois eventuais alterações serão compensadas pela dívida subjacente. Logo, a variação que pode gerar prejuízos e que será sensibilidade é o 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.

Objetivo de hedge de risco de mercado

swap BID
Banco Societe Generali.. IGPM + 4,88% (5.245) (6.018) (6.791)
Banco Itaú BBA S.A..... IGPM + 4,51% (17.411) (20.178) (22.944)
Unibanco S.A..... IGPM + 4,60% (23.884) (27.923) (31.963)
J.P. Morgan IGPM + 4,49% (20.383) (23.829) (27.275)
HSBC Bank of Brasil S.A. 80% a 82% do CDI (3.041) (4.461) (5.880)

Total BID..... (69.964) (82.409) (94.853)

Swap notes units
Unibanco S.A..... IGPM + 5,70% (7.601) (8.723) (9.844)
Merrill Lynch..... IGPM + 4,20% (7.033) (8.071) (9.109)

Total notes..... (14.634) (16.794) (18.953)

Swap capital giro
Banco ABC S.A. CDI + 6,79% (333) (332) (331)

Total notes..... (333) (332) (331)

Total geral..... (84.931) (99.535) (114.137)

27.1. Gerenciamento dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia.

a) Valor de mercado

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor de mercado, como contas a receber, empréstimos de capital de giro e operações específicas sem liquidez, assim o valor de mercado é considerado o próprio custo amortizado. Para os instrumentos financeiros cotados em mercado o valor de mercado representa o valor de mercado.

possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. Para os ativos e passivos financeiros, exceto os instrumentos derivativos, foi fixado um período de um ano para verificação do impacto nas despesas financeiras, sendo considerado os pagamentos do período. Já para os instrumentos derivativos, representados por swaps, é utilizada a cotação para cada um dos vencimentos, sendo que a variável que não a cambial tem seus valores baseados sempre no cenário provável.

Risco Cambial

Ativos Financeiros
Recebíveis..... 4.458 18.285 32.112

Passivos Financeiros
Passivo financeiro mensurado pelo custo amortizado..... (50.922) (208.845) (366.768)

Passivo financeiro mensurado pelo valor através do resultado..... (29.856) (122.452) (215.046)

Total..... (76.320) (313.012) (549.702)

Risco de indexadores

Ativos Financeiros
Recebíveis..... 480 1.114 1.728

Passivos Financeiros
Passivo financeiro mensurado pelo custo amortizado..... (19.887) (48.365) (76.844)

Total..... (19.407) (47.251) (75.096)

possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. Para os ativos e passivos financeiros, exceto os instrumentos derivativos, foi fixado um período de um ano para verificação do impacto nas despesas financeiras, sendo considerado os pagamentos do período. Já para os instrumentos derivativos, representados por swaps, é utilizada a cotação para cada um dos vencimentos, sendo que a variável que não a cambial tem seus valores baseados sempre no cenário provável.

Risco Cambial

Ativos Financeiros
Recebíveis..... 4.458 18.285 32.112

Passivos Financeiros
Passivo financeiro mensurado pelo custo amortizado..... (50.922) (208.845) (366.768)

d) 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 financeiro. 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.

As análises quanto aos passivos financeiros, por faixas de vencimento, encontram-se em suas respectivas notas explicativas.

e) 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 de dezembro de 2010.

Em 31/12/2010, a Controlada CELPA não atendeu os indicadores de 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\$ 151.357. A Controlada CELPA tomou providências imediatas e obteve carta de consentimento ("Waiver") da instituição, datada de 25/2/2011, que não irá exercer seu direito de exigir a liquidação da dívida antecipada.

Em 31/12/2010, a Controlada CEMAT não atendeu o indicador de Dívida Total de Curto Prazo / EBITDA menor que 0,75, referente ao contrato de empréstimo com o BID, cujo montante é de R\$ 134.175. A Controlada CEMAT tomou providências imediatas e obteve carta de consentimento ("Waiver") da instituição, datada de 25/2/2011, que não irá exercer seu direito de exigir a liquidação da dívida antecipada.

Em 31/12/2010, a Controlada Tangará não atendeu o indicador de Patrimônio Líquido / Ativo Total maior que 30% referente ao contrato de empréstimo com o Banco Itaú BBA S.A., cujo montante é de R\$ 31.975. A Controlada Tangará tomou providências imediatas e obteve carta de consentimento ("Waiver") da instituição, datada de 1/3/2010, que não irá exercer seu direito de exigir a liquidação da dívida antecipada.

27.3. Gerenciamento de riscos relacionados à companhia e suas operações:

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.

Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT

	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	1.637	1.633	8.219	-	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME	797	866	4.132	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	34.315	30.038	33.000	40.289	32.506	24.722
Programa de Eficiência Energética - PEE	61.832	58.171	40.219	62.176	42.058	28.130
Total	98.581	90.708	85.570	102.465	74.564	52.852

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 1644/2009-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, através da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

31. PROVISÃO PARA PASSIVOS CONTINGENTES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Está representada da seguinte forma:

	31/12/2010			31/12/2009		
	No exercício	Saldo acumulado	Depósitos judiciais	No exercício	Saldo acumulado	Depósitos judiciais
Cíveis - Consumidores (a)	(1.629)	13.673	18.002	(8.367)	15.302	17.698
Trabalhistas (b)	(5.582)	30.100	55.311	(3.511)	35.682	48.029
Fiscais: (c)	-	-	3.149	-	-	3.149
COFINS	-	-	46.749	67	45.851	46.749
PIS	(189)	45.662	2.087	-	1.963	2.100
Imposto de renda	-	-	39	-	40	39
Contribuição social	-	-	3.190	-	-	3.275
Previdência social	-	-	5.499	(733)	5.139	3.892
ICMS	-	-	1.852	-	815	403
Outros	189	189	1.852	-	-	-
Subtotal	-	45.851	62.565	(666)	45.851	61.045
Total	(7.211)	89.624	135.878	(12.544)	96.835	126.772

	31/12/2010			31/12/2009				
	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 1/1/2009	23.669	39.193	46.517	109.379	7.182	11.658	120	18.960
Constituição	7.182	11.658	120	18.960	(15.549)	(15.190)	(786)	(31.525)
Baixas/reversão	-	21	-	21	-	21	-	21
Saldo em 31/12/2009	15.302	35.682	45.851	96.835	4.447	6.028	-	10.475
Constituição	4.447	6.028	-	10.475	(6.496)	(11.870)	-	(18.366)
Baixas/reversão	-	260	-	260	-	260	-	260
Saldo em 31/12/2010	13.673	30.100	45.851	89.624	-	-	-	-

Contingências passivas possíveis de perda (d):

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
1/1/2009	24.270	15.124	27.643	67.037
31/12/2009	42.390	28.526	31.123	102.039
31/12/2010	59.802	32.474	149	92.425

(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.

(c) 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 - AIIIM nº 1674100160003200516 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 AIIIM 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 AIIIM nº 1674100160008200810 e 117956001600001200712 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 atuação 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 atuação pela Secretaria da Receita Federal, em razão de considerarem dedutíveis determinadas despesas financeiras decorrentes de empréstimos financeiros. Foi apresentada impugnação que aguarda julgamento na esfera administrativa e estimamos 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 atuação. 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.

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.

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.

28. TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR..	4.018	7.674	6.761
Compensação Financeira Utilização Recursos Hídricos - CFURH	152	254	273
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	10.473	15.212	2.214
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC	30.023	30.816	19.430
Taxa de fiscalização - ANEEL	185	1.068	924
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	10.194	10.238	10.586
Outras	542	544	576
Total	55.587	65.806	40.764

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		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Provisões sobre folha de pagamento	36.034	27.539	30.096
Provisão de impostos sobre folha de pagamento	9.043	8.268	8.767
Imposto de renda	-	-	35
Contribuição social	-	-	21
Total	45.077	35.807	38.919

30. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Provisões sobre folha de pagamento	36.034	27.539	30.096
Provisão de impostos sobre folha de pagamento	9.043	8.268	8.767
Imposto de renda	-	-	35
Contribuição social	-	-	21
Total	45.077	35.807	38.919

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Saldo	117.271	109.379	109.379
Depósitos judiciais	117.271	109.379	109.379

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 suas 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		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Total	78.096	76.624	89.595

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Total	79.971	18.040	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 de 2010 o impacto no resultado da controlada CELPA relativo a atualização monetária foi de R\$ 13.287 (R\$ 9.823 em 2009).

Plano de Classificação de Cargos e Salários (PCCS)

Em 18/12/2008 foi homologado o acordo entre a 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.

(b) 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.

33. OUTROS PASSIVOS

	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Convênios de arrecadação...	5.501	4.881	3.205
Taxa de iluminação pública	42.880	37.025	15.148
Conta paga em duplicidade	13.574	10.212	8.207
Adiantamento de consumidores	20.233	14.908	11.837
ELETOBRAS - principal e juros empréstimo compulsório	786	852	850
Encargos tarifários (a)	15.034	6.864	7.237
Aquisição de acervo	56	56	56
Reserva para reversão/amortização (b)	-	-	-
Rede Lajeado Energia S.A.	3.679	124	2.959
Juruena Energia S.A.	-	-	-
C. R. Almeida S.A. - Engenharia e Construções (c)	24.807	18.210	-
Encargos ex-isolados	3.992	-	-
Encargos sobre débitos tributários	-	20.636	-
Subvenção PIS - CCC	-	-	6.161
Subvenção COFINS - CCC	-	-	28.379
Valores e encargos a recuperar	-	-	27.011
Energia sub-judice	-	-	3.994
Entidades seguradoras	3.855	4.977	2.750
Outros credores	7.309	10.656	5.710
Outros	4.188	6.575	15.760
Total	145.894	135.976	73.719

(a) Refere-se a encargos de capacidade emergencial no consolidado 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) 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 31/12/2010 e 31/12/2009 é de R\$ 714.552 e sua composição é a seguinte:

	Número de ações em milhares				
	Ordinárias	%	Prefereciais	%	Total
Emp. de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.	174.772	79,03	16.163	16,02	190.935
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.	43.614	19,72	6.680	6,62	50.294
Outros	2.772	1,25	78.074	77,36	80.846
Total	221.158	100,00	100.917	100,00	322.075

Em 16/8/2010, foi aprovado, em Assembléia Geral Extraordinária (AGE), o aumento de capital da Companhia no valor mínimo de R\$ 600.000.000,00 (seiscentos milhões de reais) e máximo de R\$ 806.663.131,00 (oitocentos e seis milhões, seiscentos e sessenta e três mil, cento e trinta e um reais), mediante a emissão de, no mínimo, 99.630.685 (noventa e nove milhões, seiscentas e trinta e um mil, seiscentas e oitenta e cinco) novas ações, sendo 68.412.918 (sessenta e oito milhões, quatrocentas e doze mil, novecentas e dez) novas ações ordinárias e 31.217.767 (trinta e um milhões, duzentas e dezesseze mil, setecentas e sessenta e sete) novas ações preferenciais, e de, no máximo, 133.947.335 (cento e trinta e três milhões, novecentas e quarenta e sete mil, trezentas e trinta e cinco) novas ações, sendo 91.97

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 10/5/2010 a 9/5/2011.

g. CFLO
Através da Resolução Homologatória nº 1.016, de 22/6/2010 e da Nota Técnica nº 198/2010-SRE/ANEEL, de 11/6/2010, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2010, da Controlada CFLO, fixando o reajuste médio em 4,35% (quatro vírgula trinta e cinco por cento), sendo 2,05% (dois vírgula zero cinco por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,30% (dois vírgula trinta por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 6,46% (seis vírgula quarenta e seis por cento) a ser percebido pelos consumidores civis.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 29/6/2010 a 28/6/2011.

h. CELTINS
Através da Resolução Homologatória nº 1.024, de 29/6/2010 e da Nota Técnica nº 229/2010-SRE/ANEEL, de 26/7/2010, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2010, da Controlada CELTINS, fixando o reajuste médio em 6,61% (seis vírgula sessenta e um por cento), sendo 5,60% (cinco vírgula sessenta por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 1,02% (um vírgula zero dois por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 7,43% (sete vírgula quarenta e três por cento) a ser percebido pelos consumidores civis.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 4/7/2010 a 3/7/2011.

i. CELPA
A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.035 de 3/8/2010 e da Nota Técnica nº 229/2010-SRE/ANEEL, de 26/7/2010, homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2010, da Companhia, fixando o reajuste 15,83% (quinze vírgula oitenta e três por cento), sendo 9,84% (nove vírgula oitenta e quatro por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 5,98% (cinco vírgula noventa e oito por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 10,80% (dez vírgula oitenta por cento) a ser percebido pelos consumidores civis.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 7/8/2010 a 6/8/2011.

43. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO

43.1. 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.

43.2. Sumário dos planos de benefícios

O grupo Rede Energia 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) PREVIAT - 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 Benefício 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 12/11/2007, 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 foi de R\$ 1.068 (R\$ 580 em 2009).

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 diferimento.

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 2010 foi de R\$ 2.464 (R\$ 2.307 em 2009).

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

43.3. Situação Financeira dos Planos de Benefícios - Avaliação Atuarial - data base 31/12/2010

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia e suas controladas em 31/12/2010, 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.....	33	13	6.174	6.162	2	690	13.074
Número Assistidos.....	608	184	64	352	231	39	1.478
Número Beneficiários							
Pensionistas.....	193	137	39	33	87	8	497
Total.....	834	334	6.277	6.547	320	737	15.049

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

	Avaliação Atuarial 2010		Avaliação Atuarial 2009		Taxa
	BD-I	BD-II	R	OP	Total
1. Taxa de desconto para o cálculo do valor presente	6,00% líquido - plano de risco	6,00% líquido - plano de risco	6,00% líquido - demais planos	6,00% líquido - demais planos	
2. Taxa de rendimento esperada sobre os ativos dos planos	6,00% líquido - plano de risco	6,00% líquido - plano de risco	5,50% líquido - demais planos	5,50% líquido - demais planos	
3. Taxa de crescimento salarial futuro	4,08% (2% líquido)		4,30% (2% líquido)		
4. Taxa de crescimento real dos benefícios: Da previdência Social Do Plano	-	-	-	-	-
5. Taxa de inflação		2,08%		2,30%	
6. Fator de capacidade: Dos salários Dos benefícios		1,00		1,00	
7. Tábua de mortalidade geral	AT 2000 - Male			AT 2000 - Male	
8. Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2009, ambos os sexos			IBGE 2008, ambos os sexos	
9. Tábua de entrada em invalidez	Nula			Álvaro Vindas	
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	Total
1. Exigível atuarial.....	193.103	49.154	27.513	337.632	607.402	
2. Benefícios concedidos						
Aposentadoria.....	151.232	32.485	-	117.375	301.092	
Invalidez.....	7.654	1.915	18.248	-	27.817	
Pensão.....	24.770	12.677	9.267	-	46.714	
3. Benefícios a conceder						
Benefício definido.....	9.447	2.076	-	-	11.523	
Contribuição definida.....	-	-	-	-	220.258	

	Fundação ENERSUL			
	Plano I	Plano II	Total	Consolidado
1. Exigível atuarial.....	71.370	123.450	194.820	802.222
2. Benefícios concedidos				
Aposentadoria.....	55.311	5.940	61.251	362.343
Invalidez.....	5.161	1.729	6.890	34.707
Pensão.....	10.338	1.879	12.217	58.931
3. Benefícios a conceder				
Benefício definido.....	560	5.764	6.324	17.847
Contribuição definida.....	-	108.138	108.138	328.396

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	REDEPREV		Fundação ENERSUL		Total	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Valor presente da obrigação de benefício definido						
Saldo em 31/12/2009.....	264.942	243.830	69.368	57.348	334.310	301.178
Custo dos serviços correntes.....	4.828	21.111	2.002	12.020	6.830	33.131
Custo dos juros	14.700	13.527	3.815	3.154	18.515	16.681
Benefícios pagos.....	(26.076)	(24.730)	(5.281)	(5.500)	(31.357)	(30.230)
(Ganhos)/Perdas Atuariais.....	11.377	11.204	1.466	2.346	12.843	13.550
Saldo em 31/12/2010.....	269.771	264.942	71.370	69.368	341.140	334.310
Valor justo dos ativos do plano						
Saldo em 31/12/2009.....	314.895	290.269	91.285	85.642	406.180	375.911
Retorno esperado.....	17.462	16.105	5.021	4.710	9.677	20.815
Contrib. recebidas do empregador	4.656	2.187	-	-	104	2.187
Contrib. recebidas dos participantes	104	1.640	144	152	(25.932)	1.792
Benefícios pagos	(26.076)	(24.729)	(5.281)	(5.500)	(31.357)	(30.229)
Ganho/(Perda) atuarial.....	28.545	29.423	14.607	6.281	43.152	35.704
Saldo em 31/12/2010.....	339.586	314.895	105.776	91.285	401.824	406.180
Posição líquida	69.815	49.953	34.406	21.917	60.683	71.870
Não reconhecida	69.815	49.953	34.406	21.917	60.683	71.870
Reconhecida....	-	-	-	-	-	-

e. Composição dos ativos dos planos:

	REDEPREV		Fundação ENERSUL		Consolidado	
	31/12/2010	%	31/12/2010	%	31/12/2010	%
Disponível, gestão previdencial e administrativa.....	10.943	3%	611	1%	11.554	3%
Investimentos						
Títulos públicos.....	104.851	30%	-	0%	104.851	23%
Créditos privados e depósitos.....	145.045	41%	14.533	14%	159.578	35%
Ações.....	10.901	3%	-	0%	10.901	2%
Fundos de investimento..	63.346	18%	84.892	84%	148.238	33%
Imobiliários.....	12.146	3%	795	1%	12.941	3%
Empréstimos e financiamentos.....	3.044	1%	576	1%	3.620	1%
Outros realizáveis.....	14	0%	-	0%	14	0%
Total.....	350.290	100%	101.407	100%	451.697	100%

43.4. Reconciliação contábil

	CELPA		CEMAT		Contribuição	Total
	Passivo atuarial não coberto (a)	Confissão de dívida (b)	Passivo atuarial não coberto (c)	Confissão de dívida (c)		
Saldo em 1/1/2009.....	16.523	7.548	353	28.723	1.676	54.823
Despesa do exercício.....	-	523	-	2.780	-	3.303
Pagamentos de contribuições / dívida.....	-	(3.130)	-	(6.486)	-	(9.616)
Baixa de passivo atuarial (508)	-	-	-	-	-	(508)
Contribuição corrente.....	-	-	-	-	579	579
Saldo em 31/12/2009.....	16.015	4.941	353	25.017	2.255	48.581
Despesa do exercício.....	-	319	-	2.870	-	3.189
Pagamentos de contribuições / dívida.....	-	(3.540)	-	(7.171)	-	(10.711)
Baixa de passivo atuarial.....	(2.032)	-	(353)	-	-	(2.385)
Contribuição corrente.....	-	-	-	-	644	644
Saldo em 31/12/2010.....	13.983	1.720	-	20.716	2.899	39.318

(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 para 30/6/2011. O saldo não amortizado em 31/12/2010, no montante de R\$ 1.720 (R\$ 4.941 em 31/12/2009), está registrado no passivo circulante integrando o saldo da rubrica "Benefícios pós-emprego".

(c) Contas a pagar à Redeprev - Confissão de dívida - CEMAT: em 29/1/2003 foi firmado o 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 obrigação 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 31/12/2010 resultou no montante de R\$ 20.716, sendo R\$ 7.072 no passivo circulante e R\$ 13.644 no passivo não circulante (R\$ 25.017, R\$ 6.567 e R\$ 18.450 em 2009, respectivamente), integrando o saldo da rubrica "Benefícios pós-emprego".

44. 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 principais coberturas são:

Ramo de seguro	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RCG	31/10/2011	R\$ 20.000	-
D&O	30/9/2011	R\$ 45.000	R\$ 32
RO Geração	30/11/2011	R\$ 230.096	-
Riscos Nomeados	16/3/2011	R\$ 44	-

Descrição dos Riscos

Riscos Operacionais: 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