

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2011

Senhores Acionistas,

A Administração da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias, as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2011, compostas pelo Balanço Patrimonial, pelas Demonstrações do Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, dos Valores Adicionados, do Balanço Social, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e Parecer Conselho Fiscal.

A Companhia

A 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. Sua área de concessão abrange 277.621 km², beneficiando uma população estimada em 1,4 milhões de habitantes, distribuídos em 139 municípios, o que corresponde a 473.006 clientes atendidos. A CELTINS é uma empresa controlada pela REDE ENERGIA S.A., cuja participação em 31 de dezembro de 2011, representava 50,86% do capital total e 70,00% do capital votante da concessionária.

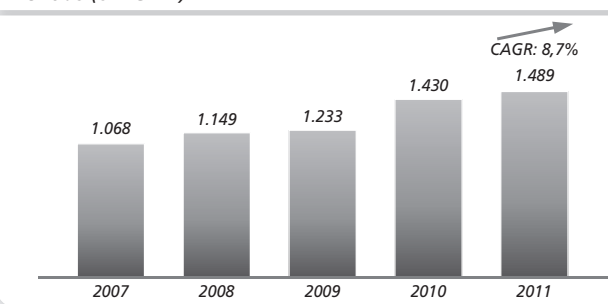
Desempenho Operacional

Mercado Consumidor

Nos últimos anos, a companhia vem apresentando crescimento de mercado significativo, de 2007 a 2010 o crescimento médio foi de 8,7%. Destaca-se o ano de 2010 com um expressivo aumento de 16,0% em relação ao ano anterior, esse desempenho foi fortemente impulsionado devido às temperaturas mais elevadas e menor volume de chuvas no primeiro semestre de 2010.

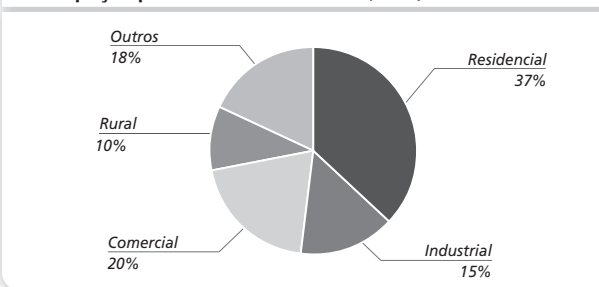
Em 2011, em relação a base elevada de 2010, o crescimento do mercado consumidor da companhia foi de 4,1%. Esse crescimento não foi tão expressivo como o do ano anterior devido às temperaturas e a precipitação ficarem mais próximas das médias históricas do Tocantins, trazendo o comportamento dos consumidores a um patamar considerado típico.

Vendas (em GWh)



Dentre as classes de consumo que apresentaram maior desempenho no ano de 2011, destacam-se: (i) A classe residencial foi responsável por 37,1% do consumo total da energia fornecida em 2011 e apresentou um crescimento de 4,7% em relação ao ano anterior, correspondendo a 76,9% da base de clientes da CELTINS; (ii) A classe industrial registrou um aumento de 10,1% em relação a 2010 e os principais setores responsáveis pelo crescimento industrial foram a fabricação de cimento, extração mineral não metálica para fabricação de adubos e a fabricação de produtos alimentícios; e (iii) A classe rural obteve um crescimento em relação ao ano anterior de 7,6%, motivado, principalmente, pelo aumento significativo do consumo agropecuário e pela continuidade do Programa Luz Para Todos ("LPT"). Os irrigantes não tiveram grande desempenho devido ao maior volume de chuvas em relação a 2010.

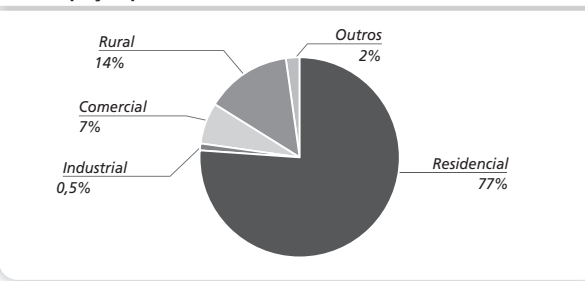
Participação por Classe de Consumo (GWh)



Consumidores

Em 2011, o número de clientes teve um aumento de 7,1% em relação ao ano anterior, o que significa um incremento de 31.428 novos clientes, totalizando em dezembro de 2011 o atendimento a 473.006 unidades consumidoras em sua área de concessão. De 2007 a 2011, o número de consumidores cresceu a uma média anual de 6,2%.

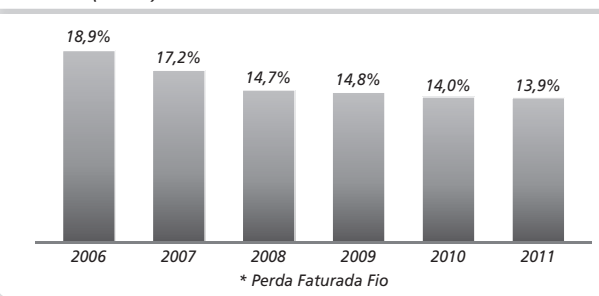
Participação por Classe de Consumo (Número de Consumidores)



Perdas

As ações desenvolvidas e os investimentos realizados entre os anos de 2006 a 2011, proporcionaram melhoria considerável dos índices de perdas técnicas e não técnicas, resultando na redução de 5,0 pontos percentuais nas perdas globais da companhia, que passaram de 18,9% em 2006 para 13,9% em 2011. O índice alcançado em 2011, só não obteve um melhor resultado, devido a entrada em operação das PCH's Areia e Água Limpá na região sudeste do Estado, que eleva a perda técnica da CELTINS.

Perdas *(em %)



*Perda Faturada Fio

Indicadores de Qualidade

Os principais indicadores que monitoram a qualidade dos serviços prestados pela CELTINS estão apresentados a seguir:

Indicadores	2007	2008	2009	2010	2011
DEC* (medido em horas)	47,69	46,00	52,23	46,45	42,18
FEC** (medido em número de vezes)	33,77	33,87	39,31	33,03	25,57
TMA*** (medido em minutos)	247,44	227,03	272,42	264,75	326,45

* DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

** FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

*** TMA - Tempo Médio de Atendimento

Em 2011, houve uma melhora significativa nos indicadores DEC e FEC, redução de 9,2% e 22,6% respectivamente. Os resultados alcançados devem principalmente aos investimentos que foram realizados para a melhoria da qualidade do sistema elétrico. Os recursos foram destinados para a construção e ampliação de subestações, construção de linhas de alta e média tensão, reformas de linhas de média tensão e substituição/instalação de equipamentos ligados à rede elétrica, sendo que partes destes investimentos foram disponibilizados para a operação no segundo semestre de 2010, principalmente os de grande porte, cujos resultados foram computados em 2011. Com os investimentos realizados no Programa de Eletrificação Rural "Luz para Todos", que têm como característica o atendimento a clientes cada vez mais distantes dos centros urbanos e significativa presença de corpos hídricos - rios e lagos - somada à ausência de pontes e presença de balsas, que demandam tempo significativo para executar as travessias, impactam negativamente no tempo de deslocamento de veículos em muitas regiões do Estado. Razões essas que implicam no resultado do TMA da CELTINS, em que pode ser observado crescimento de 23,3 % do TMA de 2011 em relação a 2010.

Atendimento aos Clientes

Para atendimento aos seus clientes a CELTINS disponibiliza diversos canais de atendimento dentre eles: Call Center, CAC Grandes Clientes, Atendimento telefônico

Desempenho Econômico-Financeiro

Valores em R\$ mil	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2010-2011 *	CAGR % 2007-2011
Vendas em GWh	1.068	1.149	1.233	1.430	1.489	4,1%	8,7%
Número de consumidores	372.546	393.214	416.390	441.578	473.006	7,1%	6,2%
Receita operacional bruta	511.110	541.504	643.605	792.867	986.305	24,4%	17,9%
Receita operacional líquida	335.539	365.945	466.168	580.569	744.765	28,3%	22,1%
EBITDA (1)	94.676	105.140	105.544	136.393	143.608	5,3%	11,0%
Margem Ebitda (%) (2)	28,2%	22,6%	23,5%	23,5%	19,3%	-17,9%	-9,1%
Lucro (prejuízo) líquido	31.735	24.305	61.544	58.652	38.860	-33,7%	5,2%
Dívida financeira líquida (3)	10.258	148.752	178.145	202.615	234.101	15,0%	118,6%
Dívida financeira líquida / EBITDA	0,1	1,4	1,7	1,5	1,6	9,2%	96,9%
Patrimônio líquido	463.547	479.791	510.973	555.328	583.984	5,2%	5,9%
Índice de endividamento (4)	2,2%	23,7%	25,9%	26,7%	28,6%	6,7%	90,7%

(1) Ebitda: Resultado antes dos Juros, Impostos, Depreciação, Amortização, ganhos/perdas na alienação/desativação de bens e direitos e outros resultados não operacionais.
(2) Margem Ebitda: Ebitda / Receita Operacional Líquida.
(3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos e Encargos (-) Disponibilidades.
(4) Índice de endividamento: Dívida Financeira Líquida / (Dívida financeira Líquida + Patrimônio Líquido).

A receita operacional bruta da companhia cresceu 24,4% (R\$ 193,4 milhões), atingindo R\$ 986,3 milhões e a receita líquida foi superior ao ano anterior em 28,3%, chegando a R\$ 744,8 milhões. Desconsiderando a receita de construção (que não afeta o resultado da companhia, pois o mesmo valor é considerado no custo) a receita líquida alcançou o valor de R\$ 497,5 milhões, o que representa um crescimento de 8,2% em relação ao ano de 2010. Dentre os fatores que motivaram esse crescimento, destacam-se o incremento de 7,1% na base de clientes e o aumento de 4,1% na venda de energia. O custo do serviço, composto da compra de energia para revenda e encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição registrou acréscimo de 9,8%, passando de R\$ 210,9 milhões em 2010 para R\$ 231,6 milhões em 2011.

A soma dos custos e despesas, excluindo o custo do serviço de energia elétrica, foi de R\$ 278,9 milhões em 2010 e R\$ 422,4 milhões em 2011, representando um crescimento de 51,5%. Esse aumento está relacionado: (i) Outros Custos de Operação que saiu de uma receita de R\$ 12,2 milhões em 2010 para uma despesa de R\$ 1,4 milhões em 2011, motivado, principalmente, pelos créditos ocorridos em 2010 na conta de recuperação de despesas, relacionados à apuração de resultados de ordens de desativação; (ii) Custo de Construção (tem efeito nulo no resultado da companhia, pois o mesmo valor é considerado como receita) cresceu em 104,8%, saindo de R\$ 120,8 milhões para R\$ 247,3 milhões, devido o grande volume de obras encerradas em 2011 (transferência do imobilizado em curso para o imobilizado em serviço); e (iii) Outros Resultados (composto, em sua maioria, pelas perdas na alienação e desativação de bens e direitos) em 2010 apresentou uma despesa de R\$ 7,8 milhões e em 2011 essa despesa teve um aumento de 44,5%, atingindo o valor de R\$ 11,2 milhões. Excluindo o Custo de Construção e Outros Resultados, dos custos e despesas operacionais, o crescimento foi de 9,0%, ou seja, representou R\$ 163,9 milhões em 2011 em relação aos R\$ 150,4 milhões de 2010, e a maior representatividade desse aumento pode ser atribuído ao item (i) detalhado neste parágrafo.

O EBITDA, que representa o resultado operacional calculado a partir do resultado do serviço das demonstrações dos resultados (excluindo outros resultados não operacionais), acrescido da depreciação e amortização das demonstrações dos fluxos de caixa, atingiu R\$ 143,6 milhões em 2011 e R\$ 136,4 milhões em 2010, crescimento de 5,3%. O crescimento médio do EBITDA da empresa nos últimos 5 anos foi de 11,0%. O lucro líquido do exercício foi de R\$ 38,9 milhões. O decréscimo de 33,7% em relação ao lucro de R\$ 58,7 milhões do ano anterior foi influenciado diretamente pelo resultado financeiro, que passou de uma despesa de R\$ 6,9 milhões em 2010 para uma despesa de R\$ 44,2 milhões em 2011. Dentre as razões que influenciaram o resultado financeiro, destacam-se: (i) Variação Cambial e Monetária líquida que passou de uma receita de R\$ 2,8 milhões em 2010 para uma despesa de R\$ 12,5 milhões em 2011; e (ii) Encargos da Dívida em moeda nacional e estrangeira, em 2010, essa despesa foi de R\$ 3,8 milhões e, em 2011, alcançou o valor de R\$ 23,5 milhões, motivado, principalmente, pela redução das transferências para o investimento, devido o encerramento de obras relacionadas aos contratos de captação de recurso com fim específico para aplicação no imobilizado.

Endividamento Financeiro

O saldo da conta empréstimos e financiamentos, passou de R\$ 241,3 milhões em 2010 para R\$ 322,5 milhões em 2011, representando uma variação de 33,6%. Considerando-se, portanto, o endividamento financeiro líquido das disponibilidades, o saldo dessa conta representou R\$ 234,1 milhões em 2011, em relação aos R\$ 202,6 milhões em 2010. As variações ocorridas em 2011 no endividamento da CELTINS estão relacionadas principalmente: (i) a captação junto ao Banco Santander destinada à ampliação e melhoria do sistema de distribuição na sua área de concessão; e (ii) a continuação da implementação do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Luz para Todos" e do Projeto de Melhoria e Expansão do Sistema de Iluminação Pública de 139 municípios do Estado - "Programa PROCEL RELUZ".

Indicadores de Produtividade

A produtividade da empresa pode ser avaliada pelos indicadores abaixo:

	2011	2010
Consumidor por empregado	560	571
Consumo (MWh) por empregado	1.764	1.850
Consumo (MWh) por consumidor	3,1	3,2
Receita bruta (R\$ mil) por empregado	1.169	1.026
Receita bruta (R\$ mil) por consumidor	2,1	1,8

Número de consumidores: passou de 441.578 em 2010 para 473.006 em 2011; Empregados (próprios): de 773 em 2010 para 844 em 2011; Consumo (MWh): de 1.430.071 em 2010 para 1.488.576 em 2011; Receita Bruta: de R\$ 792.867 mil em 2010 para R\$ 986.305 mil em 2011.

Investimentos

Valores em R\$ mil	2011	2010	Var%
Valores desembolsados destinados ao ativo financeiro e intangível	178.884	228.558	-21,7%
Fontes:			
Capital Próprio	65.346	111.090	-41,2%
Obrigações Especiais	113.538	117.468	-3,3%
Total das fontes	178.884	228.558	-21,7%

Os recursos desembolsados pela companhia em 2011, destinado aos investimentos em sua área de concessão, somaram o valor de R\$ 178,9 milhões. Esses recursos foram oriundos de caixa próprio e de outras fontes como: Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), Governo Estadual e Participação Financeira de Consumidor.

A empresa investiu na expansão e melhoria do seu sistema de distribuição, bem como, o atendimento às demandas de Universalização, tanto urbana quanto rural, essa última com destaque para o Programa Luz para Todos que tem significativa importância para o Estado do Tocantins, pois já atendeu mais de 63 mil novos consumidores em toda sua área de concessão.

Os esforços da empresa neste ano de 2011 concentraram-se no encerramento de obras iniciada em 2010, que trouxeram resultados favoráveis na melhoria e confiabilidade do seu sistema elétrico, assim como também, um significativo incremento no seu ativo imobilizado em serviço.

Gestão da Qualidade

A CELTINS, pautada nas normas internacionais NBR ISO 14001:2004 e OHSAS 18001:2007 implantou em 2008 o Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho - SGASST e assim, como nos anos posteriores à implantação, manteve em 2011 o sistema, bem como as atividades relacionadas para o aprimoramento do desempenho ambiental de prevenção de acidentes e da manutenção da qualidade de vida do trabalhador.

Com êxito, a CELTINS passou em julho/2011 pelo processo de supervisão de certificação da Norma ISO 9001 e em setembro/2011 pelo processo de Certificação do Tratamento de Reclamações dos Consumidores, de acordo com a Norma ABNT NBR ISO 10002. O certificado é válido por três anos, e nesse período o organismo certificador, Fundação Carlos Alberto Vanzolini, realiza auditorias de supervisão para avaliar a manutenção do certificado.

para deficientes auditivos e orais, Agências de Atendimento presenciais, Terminais de Auto-atendimento (TOTEN), Agência Web, Ouvidoria, Fale Conosco e Protocolo (serviços comerciais via correio).

Em 2011, a companhia investiu em novas tecnologias e ampliou seus canais de atendimento, destacando-se:

- Leitura e Impressão Imediata de Faturas - desde julho/2011 as contas de energia são entregues aos clientes imediatamente após a leitura do consumo. Com esse novo serviço a empresa proporcionou mais qualidade no atendimento e mais prazo para o cliente programar o pagamento de sua conta de luz.
- Atendimento presencial em todos os municípios do Estado do Tocantins, conforme critérios de horas de atendimento determinado pelo órgão regulador, com abertura de 128 novos pontos de atendimento, sendo 39 pontos do tipo II (aberto 4 horas diárias de segunda a sexta-feira) e 89 pontos do tipo I (disponível 8 horas semanais entre segunda a sexta-feira);
- SMS CELTINS - serviço via mensagem de celular. Enviando mensagem para o número 27382 os clientes podem tirar dúvida e fazer reclamações, com resposta imediata da CELTINS. A mensagem é gratuita e atende todas as operadoras de telefonia móvel do Tocantins. O serviço pode ser utilizado 24 horas por dia.

Valores em R\$ mil	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2010-2011 *	CAGR % 2007-2011
Vendas em GWh	1.068	1.149	1.233	1.430	1.489	4,1%	8,7%
Número de consumidores	372.546	393.214	416.390	441.578	473.006	7,1%	6,2%
Receita operacional bruta	511.110	541.504	643.605	792.867	986.305	24,4%	17,9%
Receita operacional líquida	335.539	365.945	466.168	580.569	744.765	28,3%	22,1%
EBITDA (1)	94.676	105.140	105.544	136.393	143.608	5,3%	11,0%
Margem Ebitda (%) (2)	28,2%	22,6%	23,5%	23,5%	19,3%	-17,9%	-9,1%
Lucro (prejuízo) líquido	31.735	24.305	61.544	58.652	38.860	-33,7%	5,2%
Dívida financeira líquida (3)	10.258	148.752	178.145	202.615	234.101	15,0%	118,6%
Dívida financeira líquida / EBITDA	0,1	1,4	1,7	1,5	1,6	9,2%	96,9%
Patrimônio líquido	463.547	479.791	510.973	555.328	583.984	5,2%	5,9%
Índice de endividamento (4)	2,2%	23,7%	25,9%	26,7%	28,6%	6,7%	90,7%

(1) Ebitda: Resultado antes dos Juros, Impostos, Depreciação, Amortização, ganhos/perdas na alienação/desativação de bens e direitos e outros resultados não operacionais.
(2) Margem Ebitda: Ebitda / Receita Operacional Líquida.
(3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos e Encargos (-) Disponibilidades.
(4) Índice de endividamento: Dívida Financeira Líquida / (Dívida financeira Líquida + Patrimônio Líquido).

Em busca da melhoria e modernização do seu sistema de gestão empresarial, a CELTINS, em janeiro de 2011 implantou o SAP (*Systeme, Anwendungen und Produkte in der Datenverarbeitung*.) o que permitirá uma integração e o aperfeiçoamento de sua gestão operacional.

Ambiente Regulatório

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1.176, de 28 de junho de 2011, com vigência a partir de 04 de julho de 2011, fixou o Reajuste Tarifário Anual Médio em 13,48%, sendo 8,67% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 4,81% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 12,75% a ser percebido pelos consumidores cativos. Importante ressaltar que, conforme § 1º e § 2º do Art. 2º da citada Resolução, por proposição da Concessionária, ficou autorizado, em caráter excepcional, o *diferimento parcial* do reajuste citado, equivalente ao valor de R\$ 30.130.297,47, a ser considerado como componente financeiro no cálculo do próximo processo tarifário da CELTINS, em 2012, atualizado pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M. Em decorrência desse diferimento, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos em relação às tarifas vigentes foi de 7,36%.

Responsabilidade Socioambiental

Baseada na Política de Sustentabilidade da sua Controladora, REDE ENERGIA, a CELTINS viabilizou investimentos socioambientais em projetos que visam o desenvolvimento regional, a geração de renda, o esporte e a educação. Alguns dos Projetos de maior abrangência quanto ao impacto social estão relacionados a seguir:

- Com tema ligado à educação ambiental, foi patrocinado pela CELTINS, o livro *Lele e Trix - "Um, Dois, Três e Clikk!"*. Esse é quarto livro da série das irmãs gêmeas Lele e Trix, que aborda questões como a arborização, convívio harmonioso com o crescimento das cidades e com a rede elétrica. O livro trata da conservação do planeta e da importância do consumo consciente e seguro. Foram publicados 54 mil exemplares que serão distribuídos aos colaboradores da empresa e à comunidade, em eventos ligados às questões socioambientais e também, em parceria com as Secretarias Municipais de Educação das áreas de concessão;
- Aprender a importância da economia de água e energia elétrica através da magia e do apelo da apresentação circense foi o método escolhido pela Companhia de Teatro Armatur, patrocinado pela CELTINS, que encenou a peça "Parangolé" para centenas de alunos de 10 escolas municipais de Araguaína. No espetáculo, a personagem Brisa e sua ajudante, Maricota, percorrem o país com sua bicicleta equipada para a venda de um produto de limpeza. Durante a apresentação, as atrizes vivenciam problemas e situações sobre o uso incorreto de água e energia. A palhaça Brisa faz o papel do cidadão despreocupado com a economia destes recursos, enquanto sua parceira, Maricota, tenta a todo custo convencê-la a ser mais consciente em suas atitudes;
- Projeto Luz em Conta: beneficiou cerca de 4,9 mil famílias de baixa renda com a troca gratuita de geladeiras, bem como a substituição de lâmpadas de alto consumo por outras novas e mais eficientes;
- Fundo da Criança e do Adolescente - foram apoiadas cinco instituições através dos Fundos Municipal e Estadual dos Direitos da Criança e do Adolescente: ARAP - Associação de Apoio às Famílias e Recuperação do Ex-presidiário (Araguaína), COMSAÚDE - Comunidade, Saúde, Desenvolvimento e Educação (Porto Nacional), AGAB - Associação Gurupiense dos Amigos do Basketball (Gurupi), Associação Atlética Atenas (Palmas) e CEDECA - Centro de Defesa dos Direitos da Criança e do Adolescente - Glória de Ivone (Palmas);
- Apoio ao movimento Todos pela Educação;
- Programa de orientação para o uso racional e consciente da energia, por meio de palestras e distribuição de cartilhas;
- Apoio ao Instituto Ethos, Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ONU);
- Projeto Agenda Criança Amazônia em parceria com a Organização das Nações Unidas (ONU) através do Unicef.

Evento Subsequente

Em 28 de fevereiro de 2012, a CELPA (uma das subsidiárias da REDE ENERGIA), ajuizou pedido de Recuperação Judicial, nos termos da Lei nº 11.101/05 (Lei de Recuperação).

O processamento da Recuperação Judicial foi deferido em 29 de fevereiro de 2012.

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

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

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

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

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

Auditores Independentes

Os serviços executados pelos auditores externos, ao longo deste exercício social, referem-se somente à auditoria das demonstrações financeiras da companhia.

Agradecimentos

Nossos agradecimentos aos Senhores Ac

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

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

	31/12/2011			31/12/2010		
	R\$			R\$		
1. Base de Cálculo						
Receita Líquida (RL).....	744.765			580.568		
Resultado Operacional (RO).....	46.657			83.900		
Folha de Pagamento Bruta (FPB).....	57.478			43.689		
		% sobre	RL		% sobre	RL
	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL
2. Indicadores Sociais Internos						
Alimentação.....	4.652	8,1	0,6	4.262	9,8	0,7
Encargos sociais compulsórios.....	11.668	20,3	1,6	7.886	18,1	1,4
Previdência privada.....	1.008	1,8	0,1	1.104	2,5	0,2
Saúde.....	3.033	5,3	0,4	3.550	8,1	0,6
Segurança e medicina no trabalho.....	853	1,5	0,1	318	0,7	0,1
Educação.....	2	0,0	0,0	141	0,3	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	4	0,0	0,0	328	0,8	0,1
Auxílio-creche.....	51	0,1	0,0	-	0,0	0,0
Participação dos empregados nos lucros ou resultados.....	1.593	2,8	0,2	1.273	2,9	0,2
Participação dos administradores no resultado.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Vale-transporte - excedente.....	138	0,2	0,0	201	0,5	0,0
Outros benefícios.....	54	0,1	0,0	319	0,7	0,1
	23.056	40,2	3,0	19.382	44,4	3,4
		% sobre	RL		% sobre	RL
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
3. Indicadores Sociais Externos						
Educação.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Cultura.....	200	0,4	0,0	548	0,7	0,1
Saúde e saneamento.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Esporte e lazer.....	53	0,1	0,0	137	0,2	0,0
Combate à fome e segurança alimentar.....	256	0,5	0,0	-	0,0	0,0
Doações/contribuições.....	340	0,7	0,0	135	0,2	0,0
Subtotal.....	849	1,7	0,0	820	1,1	0,1
Programas Sociais:						
Programa Nacional de Universalização - Luz para Todos.....	143.917	308,5	19,3	88.403	105,4	15,2
Subtotal.....	143.917	308,5	19,3	88.403	105,4	15,2
Total de contribuições para a sociedade.....	144.766	310,2	19,3	89.223	106,5	15,3
Tributos (excluídos encargos sociais).....	219.984	471,5	29,5	218.197	260,1	37,6
Total Indicadores Sociais Externos.....	364.750	781,7	48,8	307.420	366,6	52,9
		% sobre	RL		% sobre	RL
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
4. Indicadores Ambientais						
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa						
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT.....	931	2,0	0,1	866	1,0	0,1
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME).....	466	1,0	0,1	433	0,5	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	2.329	5,0	0,3	2.165	2,6	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	934	2,0	0,1	864	1,0	0,1
Total de indicadores ambientais e invest. relac. com a prod./op. da empresa.....	4.660	10,0	0,6	4.328	5,1	0,7
Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	(x) não possui metas	() cumpre de 51 a 75%	(x) não possui metas	() cumpre de 51 a 75%		
	() cumpre de 0 a 50%	() cumpre de 76 a 100%	() cumpre de 0 a 50%	() cumpre de 76 a 100%		

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

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

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2011	31/12/2010
ATIVO			
ATIVO CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	88.433	38.724
Consumidores.....	7	117.979	108.373
Títulos a receber.....	8	4.276	5.111
Rendas a receber.....		1.373	531
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social.....	9	7.443	-
Tributos a recuperar - Outros.....	9	16.525	14.662
Estoque.....		5.537	5.391
Serviços em curso.....		57.591	11.760
Redução de receita - baixa renda.....	11	2.665	4.583
Outros.....	12	13.942	15.986
Total do ativo circulante.....		315.764	205.121
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Consumidores.....	7	10.458	6.028
Títulos a receber.....	8	1.991	1.991
Partes relacionadas.....	13	47.948	64.358
Depósitos judiciais.....	23	4.008	3.839
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social.....	9	1.942	1.838
Tributos a recuperar - Outros.....	9	11.379	13.388
Tributos diferidos.....	10	5.473	5.017
Ativo financeiro - bens da concessão.....	14	372.079	278.590
Outros.....	12	13.275	-
Total do realizável a longo prazo.....		468.553	375.049
Intangível.....	14	379.372	440.531
Total do ativo não circulante.....		847.925	815.580
TOTAL DO ATIVO.....		1.163.689	1.020.701

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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

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

	Nota	31/12/2011	31/12/2010
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS.....	27	744.765	580.569
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Energia elétrica comprada para revenda.....	28	(212.961)	(197.307)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.....		(18.598)	(13.576)
		(231.559)	(210.883)
CUSTO DE OPERAÇÃO			
Pessoal.....		(19.744)	(18.837)
Material.....		(4.398)	(2.425)
Serviços de terceiros.....		(48.061)	(24.660)
Depreciação e amortização.....		(35.809)	(33.445)
Arrendamento e aluguéis.....		(1.306)	(1.245)
Custo de construção.....		(247.278)	(120.754)
Outros.....		(1.441)	12.193
		(358.037)	(189.173)
TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO.....		(589.596)	(400.056)
LUCRO BRUTO.....		155.169	180.513
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS			
Despesas com vendas.....	29	(17.524)	(36.136)
Despesas gerais e administrativas.....	29	(32.834)	(43.887)
Outras receitas operacionais.....	29	497	790
Outras despesas operacionais.....	29	(14.453)	(10.462)
		(64.314)	(89.695)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....		90.855	90.818
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas financeiras.....	30	71.381	44.299
Despesas financeiras.....	30	(115.579)	(51.217)
		(44.198)	(6.918)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....		46.657	83.900
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL			
Corrente.....	10	(15.778)	(32.102)
Diferido.....	10	7.981	6.854
		(7.797)	(25.248)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO.....		38.860	58.652
Lucro líquido básico por ação - R\$			
ON.....	31	0,10	0,15
PN.....	31	0,10	0,15

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

5. Indicadores do Corpo Funcional (*)

	31/12/2011	31/12/2010
	(em unidades)	(em unidades)
Nº de empregados no final do período.....	844	773
Escolaridade dos empregados:		
Superior e pós-graduação.....	169	157
Ensino médio.....	614	549
Ensino fundamental.....	61	67
Faixa etária dos empregados:		
Abaixo de 30 anos.....	312	279
De 30 até 45 anos (exclusive).....	408	367
Acima de 45 anos.....	124	127
Nº de admissões durante o período.....	132	99
Nº de empregados desligados no período.....	61	100
Nº de mulheres que trabalham na empresa.....	194	172
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de mulheres.....	6,70%	7,56%
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de gerentes.....	21,67%	25,49%
Nº de negros que trabalham na empresa.....	392	352
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros.....	3,32%	2,56%
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de gerentes.....	21,67%	17,65%
Nº de empregados portadores de deficiência física.....	33	29
Nº de dependentes.....	1.318	1.241
Nº de estagiários.....	38	41
Nº de empregados terceirizados/temporários.....	624	618

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

	2011			METAS 2012		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	18,00			17,64		
Número total de acidentes de trabalho	12			11		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empre-gados(as)	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empre-gados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empre-gados(as)	(X) todos(as) + CIPA	() direção e gerências	() todos(as) empre-gados(as)	(X) todos(as) + CIPA
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(X) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	() incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empre-gados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empre-gados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empre-gados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empre-gados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	(X) apóia	() organiza e incentiva	() não se envolverá	(X) apoiará	() organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 714	no Procon 244	na Justiça 471	na empresa 735	no Procon 210	na Justiça 471
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 52%	na Justiça 39%	na empresa 100%	no Procon 61%	na Justiça 45%
Valor adicionado total a distribuir:	Em 2011: R\$ 451.557			Em 2010: R\$ 398.218		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	58,33 % governo	7,30 % colaboradores(as)	6,34 % retido	62,22 % governo	9,54 % colaboradores(as)	11,14 % retido
	2,26 % acionistas	25,77 % terceiros		3,59% acionistas	13,51 % terceiros	

7. Outras Informações

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

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

c) (*) Informações não auditadas.

Demonstração Complementar ao Relatório da Administração.

	Nota	31/12/2011	31/12/2010
PASSIVO			
PASSIVO CIRCULANTE			
Fornecedores.....	15	44.865	36.505
Folha de pagamento.....		1.840	906
Obrigações fiscais - Imposto de renda e Contribuição social.....	16	5.525	4.472
Obrigações fiscais - Outras.....	16	38.919	37.184
Dividendos.....	26	11.382	7.678
Juros sobre o capital próprio.....	26	24.478	18.474
Empréstimos e financiamentos.....	17	79.524	61.738
Financiamento por arrendamento financeiro.....	18	1.464	2.947
Operações de swap.....	19	-	2.408
Taxa de iluminação pública.....		2.053	1.763
Taxas regulamentares.....	20	4.225	2.758
Obrigações do programa eficiência energética.....	21	7.950	4.352
Obrigações estimadas - trabalhistas.....	22	5.810	6.247
Benefícios pós-emprego.....	34	-	129
Outros.....	24	2.314	2.088
Total do passivo circulante.....		230.349	189.649
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Obrigações fiscais - Outras.....	16	35.297	24.758
Tributos diferidos.....	10	53.261	60.785
Empréstimos e financiamentos.....	17	241.123	175.243
Financiamento por arrendamento financeiro.....	18	423	1.411
Obrigações do programa eficiência energética.....	21	8.467	7.582
Partes relacionadas.....	13	-	100
Provisão para contingências.....	23	2.561	1.559
Outros.....	24	8.224	4.286
Total do passivo não circulante.....		349.356	275.724
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social.....	25	194.367	189.367
Reservas de capital.....	25	39.960	39.960
Reservas de lucro.....	25	238.337	198.088
Outros resultados abrangentes.....	25	111.320	127.913
Total do patrimônio líquido.....		583.984	555.328
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....		1.163.689	1.020.701

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

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucro	Prejuízos acumulados	Outros resultados abrangentes	Total do patrimônio líquido
		25	25	25		25	
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009		189.367	39.960	146.354	(4.768)	140.060	510.973
Realização de reserva de reavaliação.....		-	-	-	18.405	(18.405)	-
Tributos sobre realização de reserva de reavaliação		-	-	-	(6.258)	6.258	-
Lucro líquido do exercício.....		-	-	-	58.652	-	58.652
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:							
Reserva legal.....		-	-	2.694	(2.694)	-	-
Juros sobre o capital próprio.....		-	-	-	(10.000)	-	(10.000)
Dividendos propostos.....		-	-	-	(4.297)	-	(4.297)
Reserva de investimentos.....		-	-	49.040	(49.040)	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010		189.367	39.960	198.088	-	127.913	555.328
Aumento de capital social.....		5.000	-	(5.000)	-	-	-
Realização de reserva de reavaliação.....		-	-	-	25.141	(25.141)	-
Tributos sobre realização de reserva de reavaliação		-	-	-	(8.548)	8.548	-
Lucro líquido do exercício.....		-	-	-	38.860	-	38.860
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:							
Reserva legal.....		-	-	1.943	(1.943)	-	-
Juros sobre o capital próprio.....		-	-	-	(6.500)	-	(6.500)
Dividendos propostos.....		-	-	-	(3.704)	-	(3.704)
Reserva de investimentos.....		-	-	43.306	(43.306)	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011		194.367	39.960	238.337	-	111.320	583.984

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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

(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2011	31/12/2010		31/12/2011	31/12/2010
1. RECEITAS			8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	451.557	398.218
Vendas de energia elétrica e serviços.....	722.778	646.568	8.1 - Pessoal	32.977	38.009
Perda no valor recuperável.....	(32)	(703)	Remunerações.....	36.481	27.302
Resultado na alienação/desativação de bens e direitos	(10.764)	(6.845)	FGTS.....	2.637	1.931
Receitas relativas à construção de ativos próprios	247.278	120.754	Outros encargos sociais (exceto INSS).....	-	302
Outros resultados.....	15.794	24.627	Entidades de previdência privada.....	1.008	1.104
Total	975.054	784.401	Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT.....	4.604	3.642
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (Inclui os valores dos impostos ICMS, IPI, PIS e COFINS)			Convênios assistenciais e outros benefícios.....	3.225	3.754
Energia elétrica comprada para revenda.....	(231.560)	(210.883)	Outros.....	247	-
Serviços de terceiros.....	(63.810)	(66.588)	Transferências p/ordens em curso (intangível).....	(15.225)	(26)
Materiais.....	(6.035)	(5.507)	8.2 - Impostos, taxas e contribuições	263.371	247.774
Outros.....	(255.985)	(112.726)	Governo Federal.....	123.369	119.784
Total	(557.390)	(395.704)	Governo Estadual.....	139.674	127.655
3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	417.664	388.697	Governo Municipal.....	328	335
4. DEPRECIACÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO			8.3 - Remuneração de capitais de terceiros	116.349	53.783
Depreciação e amortização.....	(37.488)	(34.778)	Encargos de dívidas e variações monetárias.....	60.123	10.803
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE (3-4)	380.176	353.919	Aluguéis e arrendamentos.....	3.473	3.925
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA			Outras despesas financeiras.....	52.753	39.055
Receitas financeiras.....	71.381	44.299	8.4 - Remuneração de capitais próprios	38.860	58.652
Total	71.381	44.299	Dividendos.....	3.704	4.297
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5+6)	451.557	398.218	Juros sobre o capital próprio.....	6.500	10.000
			Lucros retidos.....	28.656	44.355

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS (Companhia ou CELTINS) é uma sociedade por ações de capital fechado, brasileira, com sede na cidade de Palmas - TO, sob o controle acionário da empresa Rede Energia S.A., que atua na área de distribuição de energia elétrica e sua concessão legal abrange todo o Estado do Tocantins, com aproximadamente 277.621 km², atendendo 473.006 consumidores em 139 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. 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.

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

2. DA CONCESSÃO

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 52/1999, assinado em 28/6/1999, o prazo de concessão é de 20 anos, com vencimento em 28/6/2019, renovável por igual período.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-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.

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.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

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

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

- Parcela "A": Compreende os custos "não-gerenciáveis" das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.
 - Parcela "B": Compreende os custos "gerenciáveis", que são os custos inerentes às operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Também inclui a remuneração do capital, bem como um percentual regulatório de Receitas Irrecuperáveis.
- O contrato de concessão de distribuição de energia da Companhia estabelece a tarifa inicial e, prescreve os seguintes mecanismos de atualização tarifária:
- Reajuste tarifário anual: Objetiva restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pela Companhia. Representa um ajuste referente às flutuações dos custos da Parcela "A" e a inflação (IGP-M) aplicada na Parcela "B" decrescido ou acrescido do Fator "X" (meta de eficiência para o próximo período).
 - Revisão tarifária extraordinária: Pode ocorrer a qualquer momento quando acontecer um desequilíbrio econômico-financeiro no acordo de concessão.
 - Revisão tarifária periódica: Objetiva analisar a cada 4 anos o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá por meio 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 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	Material
Alternativas de Energia - PROINFA (d)	Serviços de terceiros
Conta de Desenvolvimento	Despesas gerais e outras
Energético - CDE (e)	
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência	
Energética (f)	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Encargos de transmissão	Despesas de capital
Uso das instalações de transmissão	Cotas de depreciação (h)
Uso das instalações de conexão	Remuneração do capital (i)
Uso das instalações de distribuição	
Transporte de energia proveniente de Itaípu	
Compra de energia elétrica para revenda	
Contratos bilaterais de longo prazo e leilões	
Energia de Itaípu	
Contratos iniciais	

(a) Encargos pago mensalmente, no montante anual equivalente a 2,5% dos investimentos efetuados pela Companhia 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 pela Companhia.

(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 de 1% 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 energia distribuída é substancialmente adquirida via contratos bilaterais aprovados pela ANEEL, bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL/Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, vinculados ao Ministério de Minas e Energia - MME.

Para a prestação dos serviços, objeto da concessão acima mencionada, a Companhia possui um quadro próprio de 844 funcionários, 624 prestadores de serviços e 38 estagiários em 31/12/2011.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**3.1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações financeiras****A. Declaração de conformidade (com relação às práticas contábeis adotadas no Brasil)**

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

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

B. 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.

C. 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.

D. Autorização de conclusão das demonstrações financeiras

A autorização para emissão dessas demonstrações financeiras ocorreu na reunião de Diretoria em 13/3/2012.

3.2. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize 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 revistas continuamente e quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que as estimativas são revistas e em quaisquer exercícios futuros afetados. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

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

3.3. Gestão do capital

A Companhia busca 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 acompanha 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 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 19.

3.4. Reclassificação das demonstrações financeiras

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

	Saldo publicado	Reclassificação	Saldo reclassificado
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Cauções e Depósitos Vinculados (a).....	991	(991)	-
Total do realizável a longo prazo	376.040	(991)	375.049
Total do ativo não circulante	816.571	(991)	815.580
TOTAL DO ATIVO	1.021.692	(991)	1.020.701
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e Financiamentos (a).....	177.646	(2.403)	175.243
Financiamento por arrendamento mercantil (a).....	-	1.411	1.411
Outros.....	4.285	1	4.286
Total do passivo não circulante	276.715	(991)	275.724
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.021.692	(991)	1.020.701

(a) As cauções e depósitos vinculados foram considerados como redutores dos respectivos empréstimos e financiamentos, conforme pronunciamento CPC 39 - Instrumentos Financeiros: Apresentação, § 42.

3.5. Divulgação das demonstrações financeiras regulatórias

Conforme requerido pela Resolução Normativa ANEEL nº 396/2010, as demonstrações financeiras regulatórias estarão disponibilizadas no sítio eletrônico da Companhia (www.redenergia.com) no link "Investidores", a partir de 30/4/2012.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As práticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nessas demonstrações financeiras.

Ativos e passivos financeiros:

a. Reconhecimento e Mensuração: A Companhia reconhece os instrumentos financeiros em suas demonstrações financeiras quando, e apenas quando, ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b. Ativos não financeiros: Todo final de período a Companhia avalia se existem evidências objetivas de que os ativos da concessão, estejam desvalorizados, sendo levado em conta fatores internos e externos. Caso existam evidências, o teste de recuperabilidade econômica é realizado. Ativos intangíveis com vida útil indefinida e, ainda os não disponíveis para uso são testados anualmente, sempre na mesma data, independente da existência de evidências.

A Companhia 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, onde esta representa a menor unidade geradora de caixa. As projeções do fluxo de caixa se baseiam nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada é 12,81%, que representa o WACC real setorial.

Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com as rubricas "Consumidores" e "Tributos a Recuperar". As taxas de descontos refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes aos utilizados pelo mercado, equivalente a 12,81%, que representa o WACC real setorial.

Estoque (inclusive do ativo intangível em curso): Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoarifado de manutenção e administrativos)

Fiscais. Atualmente a Companhia não possui subvenções e assistências governamentais.

Reserva de reavaliação (outros resultados abrangentes): A sua realização se dá em proporção à amortização, e alienação dos bens integrantes da concessão, sendo transferida para a conta de lucros acumulados, líquida dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social. A Companhia optou por manter os saldos existentes das reservas de reavaliação até a sua efetiva realização, conforme permitido no art. 6º da Lei nº 11.638/2007.

Arrendamento mercantil: Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros. Quando o arrendamento é classificado como operacional, ou seja, seus riscos e benefícios não são transferidos, os pagamentos efetuados sob arrendamentos operacionais são reconhecidos no resultado pelo método linear pelo prazo do arrendamento.

Empréstimos e financiamentos: Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos/financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

Transações em moeda estrangeira: Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o custo amortizado da moeda funcional no começo do exercício, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o exercício, e o custo amortizado em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do exercício de apresentação. Ativos e passivos não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado.

Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia firmou contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de "Operações de swap" e o resultado apurado na conta "Receitas e Despesas Financeiras" (resultado) e/ou intangível em curso (quando da construção do intangível operacional da concessão). Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função do valor justo desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia são, em sua maioria, com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia não tem contratos derivativos com fins especulativos.

Valor justo: É a quantia pela qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes conhecedoras e dispostas a isso em transação sem favorecimento. A hierarquia do valor justo deve ter os seguintes níveis:

- Nível 1: preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos;
- Nível 2: *inputs* diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e
- Nível 3: *inputs* para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (*inputs* não observáveis).

Custo de empréstimos: Compreendem os juros e outros custos incorridos em conexão com empréstimos de recursos para aquisição, construção ou produção de um ativo, que leve um período substancial de tempo para ficar pronto para seu uso pretendido. Esses custos começam a ser capitalizados quando a Companhia 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 tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

Outros direitos e obrigações: Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos a variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações financeiras.

Imposto de renda e contribuição social: A provisão para imposto de renda e contribuição social corrente é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo da contribuição social, de acordo com as alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou, o passivo liquidado. Tais ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício. Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada encerramento de exercício e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável. De acordo com o art. 15 da Lei 11.941/2009, que institui o Regime Tributário de Transição ("RTT") de apuração do Lucro Real, a Companhia 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 possui plano de aposentadoria e pensão, sendo este contabilizado conforme sua classificação, contribuição definida ou benefício definido. O plano de contribuição definida é aquele que a Companhia paga contribuições fixas a uma entidade separada, não tendo a obrigação legal ou não formalizada de pagar contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar todos os benefícios devidos. Já o de benefício definido compreende todos os planos que não sejam classificados como contribuição definida.

A contribuição da Companhia para o plano de contribuição definida é reconhecida na demonstração do resultado como custo e/ou despesa com 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 percentagem completada da obra, sendo determinada com base nos custos incorridos até a data. Não existe margem de lucro, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.

Receitas e despesas financeiras: As receitas financeiras referem-se principalmente a receita de aplicações financeiras, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e ganhos nos instrumentos de *hedge* que são reconhecidos no resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado por meio do método de juros efetivos. As despesas financeiras abrangem principalmente encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos e financiamentos, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas nos instrumentos de *hedge* que são reconhecidos no resultado. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado por meio do método de juros efetivos.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: O resultado básico por ação deve ser 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).

Demonstrações de valor adicionado: A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme práticas contábeis adotadas no Brasil aplicável às companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.

Novas normas e interpretações ainda não adotadas: Diversas normas, emendas e interpretações IFRSs emitidas pelo IASB (*International Accounting Standards Board*) ainda não entrarão em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2011, sendo elas:

- Emenda da IAS 01 - Apresentação das Demonstrações Contábeis (CPC 26 - R1): Conceitos e forma de apresentação dos resultados abrangentes. Vigência 1/7/2012;
- Emenda da IAS 12 - Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo. Vigência 1/1/2012;
- Emenda da IAS 19 - Benefícios a empregados (CPC 33): Ganhos e perdas atuárias imediatamente reconhecidas em outros resultados abrangentes. Vigência 1/1/2013;
- Emenda da IAS 27 - Demonstrações Financeiras Consolidadas (CPC 36 - R2): Estabelece a contabilização e divulgação de investimentos em subsidiárias, *joint ventures*, e coligadas quando uma entidade optar, ou for exigida pelos regulamentos locais, apresentar demonstrações financeiras separadas. Vigência em 1/1/2013;
- Emenda da IAS 28 - Investimento em Coligada e em Controlada (CPC 18): Prescreve a contabilização de investimentos em associadas e estabelece os requisitos para a aplicação do método de equivalência patrimonial quando contabilização de investimentos em coligadas e *joint ventures*. Vigência 1/1/2013;
- Emenda da IAS 32 - Instrumentos Financeiros: Apresentação (CPC 39): Apresentar requerimentos para compensação de ativos financeiros e passivos financeiros. Vigência 1/1/2014;
- Emenda da IFRS 7 (emitida em outubro/2010) - Instrumentos financeiros: Evidenciação (CPC 40): Divulgação das informações que permitam aos usuários entender a relação entre os ativos financeiros transferidos que não são desreconhecidos na sua totalidade e os passivos associados e avaliar a natureza e os riscos associados com o envolvimento contínuo da entidade com o ativo financeiro desreconhecido. Vigência 1/7/2011;
- Emenda da IFRS 7 (emitida em dezembro/2011) - Instrumentos financeiros: Evidenciação (CPC 40): Estabelece novas divulgações a respeito de compensação de saldos de ativos e passivos financeiros. Vigência 1/1/2013;
- IFRS 9 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração (CPC 38): Mantém

mas simplifica o modelo de mensuração mista e estabelece duas categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. Vigência 1/1/2015;

- IFRS 10 - Demonstrações Financeiras Consolidadas: Modelo único a ser aplicado na análise de controle para todas as investidas. Vigência 1/1/2013;
- IFRS 11 - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto: É extraído da IAS 31 (CPC 19) as entidades controladas em conjunto, em que, embora haja veículos separados, essa separação não é efetiva por alguma razão; e, as entidades que não se enquadram como uma operação conjunta, deverão ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial e não é mais permitida a consolidação proporcional. Vigência 1/1/2013;
- IFRS 12 - Divulgação de investimentos em outras entidades: Requerimentos de divulgação para entidades que possuem participações em subsidiárias, *joint arrangements*, coligadas e/ou entidades não consolidadas. Vigência 1/1/2013;
- IFRS 13 - Mensuração do valor justo: Estabelece critérios de mensuração e divulgação do valor justo quando for requerido ou permitido por outros IFRS. Vigência 1/1/2013; O CPC ainda não emitiu pronunciamentos ou revisões equivalentes às IFRS/IAS acima citadas. A adoção antecipada destes pronunciamentos está condicionada a aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários - CVM. A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.

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 não apurou transações que envolvam registros em outros resultados abrangentes que impactam o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e 2010.

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

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

O escopo da ICPC 01 abrange contratos de concessões de serviços públicos de entidades privadas, onde o poder concedente tem o controle sobre os ativos relacionados a concessão. O poder concedente controla os ativos quando esse:

- Controla ou regulamenta quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço; e
- Controla qualquer participação residual significativa na infraestrutura, no final do prazo da concessão.

Assim, segundo a ICPC 01, as concessionárias têm 2 atividades:

- Construção: o resultado é reconhecido proporcionalmente à execução da obra, de acordo com o CPC 17 - Contratos de Construção; e
- 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.

6.1. Outros investimentos

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2011	31/12/2010
Banco Bradesco	Capitalização (*)		6,00 a.a + TR	258	255
Banco Bradesco	CDB (*)		20,00 a 108,00 CDI	637	247
Banco da Amazônia	CDB (*)		100,80 CDI	-	3
Banco do Brasil	Capitalização (*)		6,00 a.a + TR	21.811	120
Banco do Brasil	Fundo de investimento (*)		(**)	-	6.613
Banco Daycoval	RDB (*)		100,00 CDI	-	20.201
Banco Daycoval	CDB (*)		101,20 CDI	10.370	-
Banco Itaú	CDB (*)		20,00 a 100,30 CDI	2.494	-
Banco Santander	CDB (*)		100,70 CDI	-	3
Banco Safra	CDB (*)		10,00 CDI	147	3.078
BIC Banco	CDB (*)		100,00 CDI	41.107	-
Total				76.824	30.520

(*) As aplicações financeiras são consideradas equivalentes de caixa por permitirem o resgate a qualquer momento sem perda dos juros transcorrido. O valor contábil é próximo ao seu valor justo.

(**) Os fundos de investimentos estão concentrados em fundos de renda fixa e compostos por títulos públicos federais e títulos de emissores de baixo risco de crédito, com tendência de variação das taxas de juros pós-fixadas (CDI).

7. CONSUMIDORES

	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Consumidores	122.830	113.232	10.458	6.028
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)	(4.851)	(4.859)	-	-
Total	117.979	108.373	10.458	6.028

7.1. Consumidores

Classe de consumidores	Saldos vencidos				Total	
	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
Circulante						
Residencial	21.144	14.835	1.355	4.050	20.240	41.384
Industrial	5.989	1.256	355	1.276	2.887	8.876
Comércio, serviços e outras atividades	13.926	6.787	627	3.429	10.843	24.769
Rural	3.607	1.844	256	588	2.688	6.295
Poder público:						
Federal	802	655	3	6	664	1.466
Estadual	2.858	2.488	22	49	2.559	5.417
Municipal	3.751	773	144	2.062	2.979	6.730
Iluminação pública	3.320	1.080	-	4.411	5.491	8.811
Serviço público	1.808	175	-	102	277	2.085
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/07 (c)	(18)	-	-	-	-	(18)
Redução de tarifa - Irrigação e aquicultura (b)	45	-	-	-	-	45
Redução de uso do sistema de distribuição	443	-	-	-	-	443
Subtotal	57.675	29.893	2.762	15.973	48.628	106.303
Participação financeira do consumidor	10.985	8	12	847	867	11.852
Comercialização na CCEE (a)	1.335	-	-	-	-	1.335
Progr. emergencial de redução do consumo	-	-	-	7	7	7
Encargos de capacidade emergencial	-	-	-	108	108	108
Energia livre	916	-	-	-	-	916
Encargos de uso da rede elétrica	65	-	-	-	-	65
Outros	500	1.062	117	565	1.744	2.261
Total	71.476	30.963	2.891	17.500	51.354	122.830
Não circulante						
Consumidores	5.766	-	-	-	-	5.766
(-) Ajuste a valor presente Lei 11.638/07 (c)	(502)	-	-	-	-	(502)
Comercialização na CCEE (a)	1.747	-	-	-	-	1.747
Redução de Tarifa - irrigação e aquicultura (b)	611	-	-	-	-	611
Redução de uso do sistema de distribuição	2.800	-	-	-	-	2.800
Outros	36	-	-	-	-	36
Total	10.458	-	-	-	-	10.458

Do valor total de contas a receber em 31/12/2011, R\$ 13.103 (R\$ 12.269 em 31/12/2010) se referem a renegociações.

(a) Comercialização na CCEE

O saldo da conta de consumidores inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no circulante e não circulante, no montante de R\$ 3.082, com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2011. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidadas nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003, as demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no exercício de 2011 estão sendo liquidadas mensalmente.

Os valores da energia do curto prazo e da energia livre estão sujeitos à modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

(b) Subsídio a Irrigantes

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

Esse dispositivo legal ampliou o horário estabelecido na Portaria DNAMEE 105, de 3/4/1992, das 23h às 5h do dia seguinte, em que eram concedidos descontos especiais para consumidores do Grupo "A" (alta tensão) e do Grupo "B" (baixa tensão).

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

	Circulante	Não circulante
Saldo em 31/12/2010	110	184
Apropriado no exercício	-	1.311
Amortizado no exercício	(967)	-
Atualizado no exercício	-	18
Transferido do longo prazo	902	(902)
Saldo em 31/12/2011	45	611

(c) Ajuste a valor presente (AVP)

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 do setor (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. A Administração da Companhia entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade foi omitida, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

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

	31/12/2011	31/12/2010
Circulante		
Residencial	(1.123)	(758)
Industrial	(580)	(1.080)
Comércio, serviços e outras atividades	(1.203)	(1.044)
Rural	(150)	(118)
Poder Público	(120)	(126)
Iluminação Pública	(249)	(264)
Serviço Público	(6)	(6)
Outras receitas	(1.420)	(1.417)
Subtotal de consumidores	(4.851)	(4.813)
Diversos créditos	-	(46)
Total	(4.851)	(4.859)
Movimentação:	31/12/2011	31/12/2010
Saldo no início do exercício	(4.859)	(4.156)
Perdas no exercício	748	-
Recuperação de perdas	(3)	(10)
Complemento da provisão/reversão	(737)	(693)
Saldo no final do exercício	(4.851)	(4.859)

A ICPC 01 define o modelo de contabilização, conforme quem remunera o concessionário:

- Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde 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;
- Poder concedente: Aplica o modelo do ativo financeiro, onde 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
- Usuário e poder concedente: Utiliza o modelo misto, onde os bens da concessão são reconhecidos como um ativo intangível e um ativo financeiro.

5.1. Adoção da ICPC 01

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são remuneradas de 2 maneiras:

- Direito de cobrar os usuários pela energia consumida (fatura); e
- Indenização dos bens reversíveis ao final do prazo da concessão.

O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. O ativo financeiro deve ser reconhecido pela melhor estimativa do valor justo da indenização, e o valor residual (a diferença para o saldo total bifurcado) seria o ativo intangível.

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Existe uma indefinição quanto a renovação das concessões. A inexistência de definição legal e constitucional, aliada a ausência de histórico de reversões, faz com que o ativo intangível tenha sua vida útil limitada ao prazo da concessão. Contudo, a Administração da Companhia entende que conseguirá renovar por igual período, conforme direito previsto no contrato de concessão, cuja renovação será requerida pela Companhia, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço e cumprimento de regularidade junto ao órgão técnico de fiscalização do poder concedente e demais exigências previstas no contrato de concessão.

A despesa com depreciação incluída na tarifa é determinada com base na vida útil econômica estimada de cada bem, sendo utilizada como base de cálculo da amortização do ativo intangível.

A ICPC 01 ainda determina o reconhecimento de receita e despesa de construção referente às obras em andamento. A Administração entende que a atividade de construção não gera lucro, assim não apresenta margem de lucro.

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2011	31/12/2010
Caixa	51</	

10. TRIBUTOS DIFERIDOS

10.1. Composição das despesas com impostos

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

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Composição da receita (despesa) com impostos:				
Impostos correntes.....	(10.591)	(5.187)	(23.583)	(8.519)
Impostos diferidos - variação líquida.....	5.868	2.113	5.040	1.814
	(4.723)	(3.074)	(18.543)	(6.705)

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

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Reconciliação para taxa efetiva Resultado antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado).....	40.150	40.150	74.453	74.453

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Adições(exclusões) permanentes				
Gratificações.....	705	-	767	-
Doações.....	340	340	810	810
Multas indedutíveis.....	117	-	6.279	-
Despesas indedutíveis.....	99	99	27	27
Efeitos da Lei 11.638/2007.....	(308)	(308)	(472)	(472)
Multas regulatórias.....	(14.437)	-	-	-
Outras.....	(96)	-	(1.731)	(316)
Subtotal.....	(13.580)	131	5.680	49
Base de cálculo dos impostos.....	26.570	40.281	80.133	74.502
Alíquotas.....	25%	9%	25%	9%
Saldo apurado.....	(6.643)	(3.625)	(20.033)	(6.705)
Créditos diferidos de períodos anteriores.....	1.509	551	-	-
Créditos sobre incentivos fiscais.....	411	-	1.490	-
Receita(despesa) com impostos.....	(4.723)	(3.074)	(18.543)	(6.705)
Taxa efetiva.....	11,76%	7,66%	24,91%	9,01%

10.3. Ativo fiscal diferido

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

Natureza	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e civéis (a).....	2.561	2.561	1.559	1.559
Provisão para crédito de liquidação duvidosa (a).....	8.825	8.825	8.793	8.793
Ajustes da Lei 11.638/2007 (b).....	4.711	4.711	4.404	4.404
Base de cálculo dos impostos diferidos.....	16.097	16.097	14.756	14.756
Alíquotas.....	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante.....	4.024	1.449	3.689	1.328

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

- (a) Efetivação da perda
(b) Realização dos efeitos da Lei 11.638/2007

10.4. Passivo diferido

Diferenças temporárias:	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para passivos regulatórios.....	3.550	3.550	540	540
Base de cálculo dos impostos diferidos.....	3.550	3.550	540	540
Alíquotas.....	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante (outros).....	888	320	135	49
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação:				
Reserva de reavaliação.....	527.737	527.737	527.737	527.737
(-) Reversão de reavaliação anterior.....	(135.485)	(135.485)	(135.485)	(135.485)
(-) Depreciação/baixas.....	(239.156)	(239.156)	(214.013)	(214.013)
Base de cálculo.....	153.096	153.096	178.239	178.239
Alíquotas.....	25%	9%	25%	9%
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação.....	38.274	13.779	44.560	16.041
Total dos tributos diferidos.....	39.162	14.099	44.695	16.090

10.5. Movimentação dos tributos diferidos

Imposto de renda:	31/12/2010		Reconhecidos no resultado		31/12/2011	
Provisão para contingências trabalhistas e civéis.....		390	250	640		
Provisão para crédito de liquidação duvidosa.....		2.198	8	2.206		
Outros ativos regulatórios.....		(135)	(752)	(887)		
Encargos de reavaliação.....		(44.560)	6.285	(38.275)		
Ajustes da Lei 11.638/2007.....		1.101	77	1.178		
Total.....		(41.006)	5.868	(35.138)		
Contribuição social:						
Provisão para contingências trabalhistas e civéis.....		140	90	230		
Provisão para crédito de liquidação duvidosa.....		791	3	794		
Outros ativos regulatórios.....		(48)	(271)	(319)		
Encargos de reavaliação.....		(16.042)	2.263	(13.779)		
Ajustes da Lei 11.638/2007.....		396	28	424		
Total.....		(14.763)	2.113	(12.650)		

11. REDUÇÃO DE RECEITA - BAIXA RENDA

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

Saldo em 31/12/2010.....	4.583
Valor provisionado.....	1.587
Valor homologado.....	13.299
Valor recebido.....	(16.804)
Saldo em 31/12/2011.....	2.665

12. OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valores a recuperar de funcionários.....	1.071	1.155	-	-
Adiantamento fornecedores.....	5.994	11.062	-	-
Desativações em curso (a).....	1.292	927	-	-
Plano de Universalização.....	1.137	-	-	-
Alienação de bens e direitos.....	1.292	62	-	-
Créditos em conta de energia elétrica.....	374	387	-	-
Despesas pagas antecipadamente.....	1.834	1.430	-	-
Títulos e valores mobiliários.....	911	864	-	-
Governo do Estado do Tocantins (b).....	-	-	13.275	-
Outros créditos a receber.....	37	99	-	-
Total.....	13.942	15.986	13.275	-

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

(b) Refere-se ao Convênio 028/2008 firmado entre a Companhia e o Governo do Estado do Tocantins para a implementação de 125km de linhas de transmissão interligando Tocantinópolis a Xambioá.

13. PARTES RELACIONADAS

A Companhia adota 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, conforme regras previstas em nosso Estatuto Social. 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 da Companhia.

As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

O Acordo de Acionistas firmado entre o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço ("FI-FGTS"), representado pela Caixa Econômica Federal ("CEF"), a DENERGE - Desenvolvimento Energético S.A. ("DENERGE") e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. ("EEVP"), ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia.

A Administração da Companhia acompanha esses limites operacionais, como forma de monitoramento e remediação com o FI-FGTS, quando necessário.

Em 31/12/2011, a Companhia atingiu o limite operacional de captações para novas operações. As captações posteriores ao não atendimento do indicador foram efetuadas após obtenção de anuência do FI-FGTS. Os demais limites operacionais do acordo foram atendidos.

13.1. Transações e saldos com partes relacionadas

Transações:	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras.....	-	5.836	6.694
Despesas financeiras.....	-	(181)	-
Custo na compra de energia elétrica (a):			
Rede Comercializadora de Energia S.A.....	Coligada	-	(749)
Custo de prestação de serviços:			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.....	Coligada	(2.549)	(1.523)
SALDOS ATIVOS			
Não circulante			
Valores a recuperar:			
Rede Energia S.A.....	Controladora	715	715
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB).....	Coligada	-	12
Caiuá Distribuição de Energia S.A.....	Coligada	-	121
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL.....	Coligada	-	61
Total.....		715	909

Conta corrente 31/12/2006 (b):

Rede Energia S.A.....	Controladora	22.458	20.457
Total.....		22.458	20.457

Conta corrente (c):

Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB).....	Coligada	-	1.439
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA.....	Coligada	22.797	30.986
Caiuá Distribuição de Energia S.A.....	Coligada	1.978	10.567
Total.....		24.775	42.992
Total.....		47.948	64.358

SALDOS PASSIVOS

Circulante

Forneceadores:	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010
Rede Eletricidade e Serviços S.A.....	Coligada	213	200
Dividendos:			
Rede Energia S.A.....	Controladora	5.524	3.640
Juros sobre capital próprio:			
Rede Energia S.A.....	Controladora	11.457	8.647
Total.....		17.194	12.487

Não circulante

Valores a reembolsar:

Empresas Elétrica Bragantina S.A. (EEB).....	Coligada	-	6
Caiuá Distribuição de Energia S.A.....	Coligada	-	89
Empresa de Distrib. de Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEV).....	Coligada	-	5
Total.....		-	100

(a) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal de nossos negócios, nossas empresas compram e vendem energia entre si nos termos de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica - CCVE e Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado - CCEAR. Algumas de nossas geradoras também celebraram Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição - CCD e Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD para conexão e uso do sistema de distribuição de nossas distribuidoras.

(b) Conta corrente 31/12/2006

Refere-se a consolidação e repactuação dos saldos dos contratos denominados "Conta Corrente até 31/8/2004" que seriam pagos em 120 meses com carência de 18 meses e remunerados a taxa de 100% CDI e do contrato denominado "Conta Corrente após 1/9/2004" que permitia a movimentação financeira entre empresas do grupo com remuneração de CDI mais 2% de juros a.a., com prazo de vencimento de 24 meses, repactuados nas seguintes condições:

- Carência de 24 meses
- Prazo 86 meses
- Remuneração 100% CDI mais 2% juros a.a.

Esta repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do Despacho nº 181 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 29/1/2007.

Em fevereiro de 2008 por meio do 1º aditamento ao Instrumento Particular de Contratos de Repactuação de Dívida de Mútuo, foi repactuado a remuneração do contrato passando a ser de 100% do CDI a partir do saldo de devedor em 31/12/2007. Esta repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho nº 709 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 22/2/2008.

(c) Conta corrente

• Contrato Multilateral de Mútuo entre as Geradoras e Não Concessionárias (Mutuantes) e as Distribuidoras (Mutuárias)

As empresas Geradoras e Não Concessionárias (mutuantes) darão em empréstimos, recursos financeiros dentro dos limites para o saldo credor estabelecidos no contrato, às Distribuidoras (mutuárias), na medida de suas necessidades de forma sucessiva e contínua, com remuneração sobre o saldo devedor calculado com base em 100% do CDI. Cada empresa tem um limite máximo para o saldo credor, as Distribuidoras, por sua vez, somente poderão realizar operações de conta-corrente na condição de tomadoras dos empréstimos perante as Geradoras e Não Concessionárias.

As mutuantes podem realizar operações de empréstimos financeiros entre si. A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses, vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 7º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013. Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

• Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras

Refere-se à movimentação financeira efetuada entre as Distribuidoras que na medida de suas necessidades, tomarão ou darão em empréstimos, recursos financeiros, de forma sucessiva e contínua, assumindo, respectivamente, a posição de devedora ou credora conforme o caso, dentro dos limites para os saldos credores estabelecidos no contrato.

A Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA foi incluída no contrato na condição de mutuária, somente podendo receber recursos das demais distribuidoras.

A remuneração sobre o saldo devedor é calculada com base em 100% do CDI com prazo de 36 meses vencendo em 31/8/2011, nos termos de contratos de mútuo na modalidade de conta corrente, podendo ser prorrogado por iguais e sucessivos períodos. Em 19/8/2011 foi encaminhado à ANEEL o 5º aditivo do referido contrato, solicitando a prorrogação do prazo de vigência por mais 24 meses com término em 31/8/2013. Até o encerramento destas demonstrações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

13.2. Remuneração dos Administradores

A remuneração dos administradores, para o exercício de 2011, que corresponde a benefícios de curto prazo foi de R\$ 3.500 (R\$ 3.561 em 2010) e, o valor correspondente

Em serviço:	Custo	31/12/2011		31/12/2010	
		Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Terenos.....	4.639	-	4.639	-	4.639
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	26.173	(7.231)	7.100	11.842	5.182
Máquinas e equipamentos.....	1.501.988	(419.353)	555.466	527.169	513.545
Veículos.....	16.986	(12.822)	4.164	-	3.822
Móveis e utensílios.....	2.058	(1.067)	937	54	571
Servidões (a).....	358	-	358	-	336
Softwares (b).....	7.095	(1.112)	1.127	4.856	2.930
(-) Obrigações vinculadas à concessão.....	(553.710)	76.140	(300.731)	(176.839)	(263.181)
Subtotal.....	1.005.587	(365.445)	268.063	372.079	262.869
Em curso:					
Terenos.....	314	-	314	-	314
Edificações, obras civis e benfeitorias.....	854	-	854	-	673
Máquinas e equipamentos.....	192.762	-	192.762	-	154.982
Veículos.....	12	-	12	-	1.280
Móveis e utensílios.....	15	-	15	-	54
Material em depósito.....	55.856	-	55.856	-	90.081
Servidões (a).....	1.661	-	1.661	-	1.801
Softwares (b).....	2.095	-	2.095	-	4.769
Outros.....	4.409	-	4.409	-	35.506</

Dos bens vinculados à concessão

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

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

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

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

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

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

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

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

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

	Ativo intangível		Ativo financeiro		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Participação do consumidor	(90.828)	(85.353)	(45.290)	(43.979)	(136.118)	(129.332)
Participação do Estado.....	(76.971)	(84.447)	(53.943)	(53.943)	(130.914)	(138.390)
Participação dos Municípios.....	(250)	(200)	(119)	(119)	(369)	(319)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido.....	(3.584)	(3.940)	(2.460)	(2.460)	(6.044)	(6.400)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	(288)	(469)	-	-	(288)	(469)
Universalização do serviço público de energia elétrica.....	(275.478)	(200.571)	(75.027)	(69.857)	(350.505)	(270.428)
Total	(447.399)	(374.980)	(176.839)	(170.358)	(624.238)	(545.338)

Reavaliação

Em atendimento à Deliberação CVM nº 183/1995, item 15, a Companhia procedeu 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 avaliação	Valor residual	Incremento
Geração.....	136.253	92.162	44.091
Transmissão.....	18.513	9.465	9.048
Distribuição.....	596.131	428.556	167.575
Administração.....	5.166	4.029	1.137
Total	756.063	534.212	221.851
Impostos diferidos	(74.409)	-	122.863
Reavaliação anterior.....	-	-	122.863
Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciáveis.....	(506)	-	-
Realização da reserva de reavaliação - líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas).....	(158.479)	-	-
Reserva de reavaliação registrada no Patrimônio Líquido em 31/12/2011			111.320

O efeito no resultado do exercício de 2011, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$ 16.593, líquido dos efeitos tributários (R\$ 12.147 em 2010).

Teste de recuperabilidade econômica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A Companhia participa dos Programas em vários contratos no total de R\$ 669.807, para atendimento a 76.500 ligações. Dos contratos já concluídos, cujo montante é de R\$ 525.757, foram ligados 63.758 consumidores. Dos contratos em andamento no montante R\$ 144.050, serão ligados 12.742 consumidores até 31/12/2014.

14.2. Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Os juros, as variações monetárias, e os demais encargos financeiros e as receitas auferidas do exercício findo em 31/12/2011, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros para aplicação no intangível em curso, estão registrados como custo desse ativo, no montante de R\$ 525 (R\$ 14.621 em 31/12/2010). As obras receberam capitalização enquanto estiverem dentro do prazo de execução estabelecido pelo órgão regulador.

15. FORNECEDORES

	31/12/2011	31/12/2010
Suprimento de energia elétrica	26.791	22.345
Energia livre - CCEE	370	370
Encargos de uso da rede elétrica.....	434	424
Materiais e serviços.....	17.270	13.366
Total	44.865	36.505

16. OBRIGAÇÕES FISCAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Obrigações fiscais Federais:				
Imposto de renda.....	3.713	2.831	-	-
Contribuição social.....	1.812	1.641	-	-
Subtotal	5.525	4.472	-	-
Outras obrigações fiscais:				
Outras obrigações fiscais Federais:				
IRRF.....	679	930	-	-
Previdência social.....	1.807	2.024	-	-
FGTS.....	370	248	-	-
PIS.....	1.817	2.675	-	-
COFINS.....	8.368	12.320	-	-
IOF.....	21	20	-	-
Outros.....	328	1.084	-	-
Subtotal	13.390	19.301	-	-
Parcelamentos:				
Parcelamento Lei 11.941/2009 (b).....	6.671	6.359	19.471	24.039
Parcelamento ordinário - PIS.....	871	-	2.758	-
Parcelamento ordinário - COFINS.....	4.012	-	12.703	-
Subtotal	11.554	6.359	34.932	24.039
Total de obrigações fiscais Federais	30.469	30.132	34.932	24.039
Obrigações fiscais Estaduais:				
ICMS.....	12.828	10.396	-	-
Parcelamentos:				
ICMS (a).....	354	343	365	719
Total de obrigações fiscais Estaduais	13.182	10.739	365	719
Obrigações fiscais Municipais:				
ISS.....	793	785	-	-
Total de obrigações fiscais Municipais	793	785	-	-
Total de outras obrigações fiscais..	38.919	37.184	35.297	24.758
Total de obrigações fiscais	44.444	41.656	35.297	24.758

(a) Parcelamentos de ICMS concedido pela Secretaria da Fazenda do Estado do Tocantins a ser amortizado em 89 parcelas mensais e sucessivas, com vencimento da primeira parcela ocorrida em julho de 2006 e a última parcela vencendo em dezembro de 2013, sendo corrigidas por 0,25% a.m. sobre o saldo devedor.

(b) Refere-se a saldos remanescentes do Parcelamento Excepcional - PAEX mantidos junto a Receita Federal do Brasil, Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN e Previdência Social, em função da adesão, em setembro de 2009, as novas modalidades de parcelamentos instituídas pela Lei nº 11.941/2009.

O valor de cada prestação será acrescido de juros correspondentes à variação da taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia.

Em 29/6/2011, a Companhia concluiu a etapa final da consolidação das modalidades de parcelamento previstas nos artigos 1º e 3º da Lei nº 11.941/2009, com as informações

mais três anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte "A" é de Libor trimestral acrescida de spread de 3,7% a.a. e a parte "B" de Libor acrescida de spread de 3,3% a.a. mais variação cambial. 60% do principal da dívida foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de derivativos à taxas que variam entre 0,8% e 0,82% do CDI contra a taxa do dólar (vide nota explicativa nº 19, item c).

17.4. Garantias

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por alienação, notas promissórias e avais de acionistas controladores e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

17.5. Vencimento das parcelas do não circulante (principal e encargos)

Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo de Transação	31/12/2011	31/12/2010
2012.....	-	-	-	-	45.862
2013.....	41.155	24.768	(778)	65.145	37.345
2014.....	37.197	20.394	(601)	56.990	29.528
2015.....	36.560	22.476	(335)	58.701	29.103
2016.....	24.906	12.099	(72)	36.933	18.008
2017.....	5.298	-	-	5.298	3.741
2018.....	5.298	-	-	5.298	3.741
2019.....	4.540	-	-	4.540	2.983
2020.....	4.194	-	-	4.194	2.567
2021.....	3.219	-	-	3.219	1.774
2022.....	805	-	-	805	591
Total	163.172	79.737	(1.786)	241.123	175.243

17.6. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2010.....	35.921	78.407	25.817	96.836	236.981
Ingressos.....	-	131.095	-	-	131.095
Encargos.....	13.943	-	9.095	-	23.038
Variação monetária e cambial.....	(1)	89	3.524	8.780	12.392
Transferências.....	46.420	(46.420)	25.879	(25.879)	-
Pagamentos de principal..	(34.229)	-	(24.636)	-	(58.865)
Pagamentos de juros.....	(12.043)	-	(9.217)	-	(21.260)
Custo de transação.....	-	(2.988)	-	-	(2.988)
Transferência de custo de transação.....	(1.203)	1.203	-	-	-
Apropriação de custo de transação.....	254	-	-	-	254
Saldo em 31/12/2011.....	49.062	161.386	30.462	79.737	320.647

18. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO**18.1. Composição**

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante

Moeda nacional:

Arrendamento mercantil..... 1.464 423 2.060 1.738

Total moeda nacional..... **1.464** **423** **2.060** **1.738**

Moeda estrangeira:

Arrendamento mercantil..... - - 887 664

Subtotal..... - - **887** **664**

Caução..... - - - (991)

Total moeda estrangeira..... - - **887** **(327)**

Total geral..... **1.464** **423** **2.947** **1.411**

Principal..... 1.459 423 2.933 1.411

Encargos..... 5 - 14 -

18.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

	31/12/2011	%	31/12/2010	%
--	------------	---	------------	---

Moeda nacional:

CDI..... 1.887 100,00 3.315 87,28

PRÉ-FIXADO..... - - 483 12,72

Total moeda nacional..... **1.887** **100,00** **3.798** **100,00**

Moeda estrangeira:

Dólar norte-americano

LIBOR..... - - 1.551 100,00

Subtotal..... - - **1.551** **100,00**

Cauções..... - - (991)

Total moeda estrangeira..... - - **560**

Total..... **1.887** **4.358**

18.3. Detalhamento dos arrendamentos

Arrendamento Mercantil: contratos de arrendamento mercantil, cuja taxa média ponderada é de 3,61% a.a. acrescido de CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela em novembro/2013. A dívida total dos arrendamentos mercantis em 31/12/2011 é de R\$ 1.887 (R\$ 5.350 em 31/12/2010) e seu valor corresponde ao valor presente neste data. Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento:	31/12/2011	31/12/2010
2011.....	-	1.955
2012.....	1.464	1.997
2013.....	423	406
Total	1.887	4.358

18.4. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2010.....	2.060	1.738	887	(327)	4.358
Encargos.....	430	-	46	-	476
Variação monetária e cambial.....	40	(18)	(58)	16	(20)
Transferências.....	1.297	(1.297)	680	(680)	-
Pagamentos de principal..	(2.205)	-	(1.507)	-	(3.712)
Pagamentos de juros.....	(158)	-	(48)	-	(206)
Atualização cauções.....	-	-	-		

d. Movimentação das contas patrimoniais de operações com swap

	Circulante
Saldo em 31/12/2010.....	(2.408)
Atualização.....	(2.292)
Pagamentos.....	4.876
Ajuste marcação a mercado.....	(176)
Saldo em 31/12/2011.....	-

Resultado com derivativos

O resultado efetivo decorrente de operações de instrumentos financeiros derivativos é apresentado na nota explicativa nº 30 Resultado Financeiro.

e. **Garantias:** As garantias dadas são mencionadas na nota explicativa nº 17 e não existem garantias tomadas.

19.1. Gerenciamento dos instrumentos financeiros

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

19.2. Gerenciamento de risco financeiro

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

a. Gerenciamento dos riscos de crédito

Risco da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. A exposição máxima ao risco de crédito da Companhia é o valor das contas a receber mencionadas anteriormente como consumidores (vide nota explicativa nº 7.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 7.2). A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

b. Gerenciamento de risco de mercado

Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas nos preços de mercado. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação possam vir a afetar negativamente o valor de nossos ativos financeiros, fluxos de caixa e rendimentos futuros. A mitigação destes riscos ocorre por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da exposição dos ativos e passivos ao risco de mercado e, consequentemente, contratação de hedge junto a Instituições Financeiras de primeira linha. As operações de hedge cambial estão atreladas ao CDI. A Administração se utiliza desta estratégia de mitigação de risco de mercado devido ao IGP-M ser o índice de atualização da receita da Companhia

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

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

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável são utilizadas as condições consideradas como prováveis pela Administração, as quais foram definidas com base nas taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de cálculo utilizada é o valor apresentado nas notas explicativas nº 6, nº 17 e nº 18.

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 desconsiderado 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

Exposição e análise de sensibilidade para operações denominadas em dólar

	Exposição líquida	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
--	-------------------	------------------	--------------------------------	------------------------------

Passivos Financeiros

Mensurado pelo custo amortizado ...	(110.199)	(6.920)	(36.200)	(65.480)
Total	(110.199)	(6.920)	(36.200)	(65.480)

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

• Risco de indexadores

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
CDI	(434)	878	2.189
Passivos Financeiros			
TJLP	-	(87)	(174)
CDI	927	(1.877)	(4.681)
Total	493	(1.086)	(2.666)

c. Gerenciamento de risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiro. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo caixa e investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos e, também se antecipando para futuras necessidades de caixa. Considerando que, com a exceção dos empréstimos e financiamentos, os saldos que representam riscos de liquidez naquela data estavam todos classificados no curto prazo e que esses valores em virtude do segmento e fluxo financeiro da Companhia não são significativos. A Administração abriu por faixa de vencimento somente as operações de empréstimos e financiamentos e arrendamento mercantil que estão sendo apresentados nas notas explicativas nº 17.5 e nº 18.3.

d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado

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

A Administração da Companhia acompanha tempestivamente esses indicadores, como forma de monitoramento e remediação com as instituições financeiras envolvidas, quando necessário.

Em 31/12/2011, os índices financeiros contratuais foram atendidos.

19.3. Gerenciamento de riscos relacionados à Companhia e suas operações

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

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

a. Gerenciamento de riscos de escassez de energia

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

b. Risco de não renovação das concessões

A Companhia possui 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.

20. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2011	31/12/2010
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR.....	984	230
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	1.659	1.341
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	262	220
Programa de incentivo às fontes alternativas de energia - PROINFA.....	1.320	967
Total	4.225	2.758

21. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão da Companhia 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 está definida pelas Leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15/3/2004 e 28/3/2007, respectivamente.

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Fundo Nacional de Desenv. Científico e Tecnológico - FNDCT	160	102	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME	80	51	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D... ..	3.281	2.216	1.797	1.414
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	4.429	1.983	6.670	6.168
Total	7.950	4.352	8.467	7.582

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 por meio da aquisição de ativos imobilizados tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

22. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS - TRABALHISTAS

	31/12/2011	31/12/2010
Provisões sobre folha de pagamento	4.474	4.575
Provisão de encargos sociais sobre folha pagamento	1.336	1.672
Total	5.810	6.247

23. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	31/12/2011		31/12/2010	
	Provisão		Provisão	
	No exercício	Saldo	No exercício	Saldo
Cíveis - Consumidores (a).....	641	2.006	2.611	183
Trabalhistas (b).....	361	555	1.260	194
Fiscais e tributários: (c)				
Previdência social	-	-	135	-
Contribuição social.....	-	-	2	-
Subtotal	-	-	137	-
Total	1.002	2.561	4.008	97

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31/12/2010.....	1.365	194	-	1.559
Constituição.....	1.173	414	-	1.587
Baixas/reversão	(532)	(53)	-	(585)
Saldo em 31/12/2011	2.006	555	-	2.561

Contingências passivas possíveis de perda (d):

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
31/12/2010.....	249	158	-	407
31/12/2011.....	438	842	-	1.280

(a) As ações judiciais de natureza cível referem-se, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; à 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 pela Companhia reclamando responsabilidade solidária por verbas rescisórias.

(c) A Companhia sofreu autuação pela Secretaria da Receita Federal, com a aplicação de multa isolada por alegada compensação de tributos de forma não autorizada pela legislação. Foram apresentados impugnação e recurso que aguardam julgamento na esfera administrativa e estimamos em aproximadamente 3 anos o julgamento. Caso a decisão na esfera administrativa seja desfavorável, a Companhia ingressará com ação judicial visando à anulação da referida autuação.

(d) A Companhia também apresentou os valores de suas contingências passivas cujas chances de êxito são possíveis. Por entendermos razoáveis as chances de êxito, não houve provisionamento dos referidos valores e, caso as referidas contingências venham a representar perda, estimamos em cerca de 3 a 5 anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pela Companhia.

24. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Adiantamento de consumidores.....	955	985	-	-
Convênios de arrecadação.....	306	253	-	-
Encargos tarifários.....	136	143	-	-
Entidades seguradoras.....	122	311	-	-
Plano de Universalização Energia Elétrica Res. ANEEL 223/03.....	-	-	1.217	1.227
Aquisição de acervo	-	-	2.937	2.937
Encargos ex-isolados	230	523	-	-
MBAC Fertilizantes Ltda. (a).....	-	-	3.608	-
Outros.....	565	(127)	462	122
Total	2.314	2.088	8.224	4.286

(a) Contrato firmado com a MBAC, onde a mesma adiantará o valor de R\$ 23.000 para a viabilização da construção de 191km de linhas de distribuição de energia elétrica na tensão de 138kV, a partir da subestação da Usina Hidrelétrica Peixe Angical até a cidade de Arraias. Este valor será devolvido à MBAC após a conclusão da obra em 51 parcelas corrigidas pela variação do IPCA.

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

25.1. Capital Social

O capital social da Companhia em 31/12/2011 é de R\$ 194.367 (R\$ 189.367 em 31/12/2010). Em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 28/4/2011 foi homologado o aumento de capital social da Companhia no valor de R\$ 5.000, mediante capitalização de reservas de investimentos sem emissão de novas ações.

A composição do capital social por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Rede Energia S.A.	192.632	70,00	-	-	192.632	50,86
Estado do Tocantins	82.558	30,00	103.544	100,00	186.102	49,14
Total	275.190	100,00	103.544	100,00	378.734	100,00

Os acionistas terão direito de receber como dividendos obrigatórios, em cada exercício, no mínimo 25% do lucro líquido ajustado. A distribuição dos dividendos será efetuada, observando-se a preferência das ações preferenciais em relação às ordinárias, da seguinte forma:

- Os titulares das ações preferenciais terão prioridade na distribuição de um dividendo mínimo não cumulativo de 3% sobre a parcela proporcional do capital social que as represente;
- Dividendo igual ao atribuído às ações ordinárias, quando este for superior ao mínimo garantido às ações preferenciais;
- Prioridade na distribuição dos dividendos, os quais não serão cumulativos.

25.2. Reservas

	31/12/2011	31/12/2010
Reservas de capital		
Doações e subvenções para investimentos	358	358
Reserva especial de correção monetária.....	17.307	17.307
Remuneração das imobilizações em curso.....	22.295	22.295
Total	39.960	39.960

Reservas de lucros

Reserva legal.....	14.872	12.929
Reserva de investimentos	223.465	185.159
Total	238.337	198.088

25.3. Outros resultados abrangentes

	31/12/2011	31/12/2010
Reservas de reavaliação	111.320	127.913
Total	111.320	127.913

26. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

Demonstramos a seguir o cálculo dos dividendos relativo ao exercício findo em 31/12/2011 e 31/12/2010:

	31/12/2011	31/12/2010
Lucro líquido no exercício	38.860	58.652
Prejuízo acumulado decorrente das mudanças de práticas contábeis	-	(4.768)
Reserva legal (5%)	38.860	53.884
Base de cálculo para dividendos mínimos	36.917	51.190
Percentual sobre o lucro	25%	25%
Dividendo mínimo obrigatório	9.229	12.797

Dividendos e Juros sobre Capital Próprio propostos:

Dividendos	3.704	4.297
Juros sobre Capital Próprio	5.525	8.500
Juros sobre Capital Próprio bruto.....	6.500	10.000
(-) Imposto de renda retido na fonte	(975)	(1.500)

Total de dividendos e juros sobre capital próprio propostos

	31/12/2011	31/12/2010
Total de dividendos e juros sobre capital próprio propostos	9.229	12.797

	31/12/2011	31/12/2010
Dividendos:		
Saldo no início do exercício	7.678	3.381
Dividendos propostos	3.704	4.297
Saldo no final do exercício	11.382	7.678

29. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Despesas:								
Pessoal.....	(2.330)	(5.389)	(16.504)	(15.682)	-	-	-	-
Administradores.....	-	-	(3.675)	(3.754)	-	-	-	-
Material.....	(276)	(191)	(1.362)	(2.891)	-	-	-	-
Serviço de terceiros.....	(13.273)	(28.211)	(2.476)	(13.718)	-	-	-	-
Depreciação e amortização.....	-	-	(1.678)	(1.333)	-	-	-	-
Arrendamentos e aluguéis.....	(74)	(121)	(2.093)	(2.558)	-	-	-	-
Seguros	(4)	(26)	(111)	(949)	-	-	-	-
Tributos	(326)	(1.434)	(278)	(391)	-	-	-	-
Provisões (líquidas de reversão)	(33)	(703)	-	-	-	-	(1.015)	(97)
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	(1.157)	(1.115)

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Despesas com pessoal:	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Remuneração	(1.711)	(4.330)	(23.559)	(13.480)
Encargos sociais - INSS	(443)	(867)	(3.380)	(1.107)
Encargos sociais - FGTS	(117)	(83)	(984)	(289)
Encargos sociais - Outros	-	(68)	-	(65)
Contribuição como mantenedor da fundação	(51)	(41)	(245)	(768)
Indenização sobre o saldo do FGTS..	(8)	-	(28)	-
(-) Transferências para ordens em curso	-	-	11.692	27
Total	(2.330)	(5.389)	(16.504)	(15.682)

30. RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras:		
Renda de aplicação financeira	5.212	2.144
Mútuo com partes relacionadas	5.836	6.694
Juros ativos	2.688	1.765
Varição monetária	325	485
Varição cambial	23.595	9.320
Acréscimos moratórios	11.304	10.022
Ajuste a valor presente	6.241	3.102
Ajuste marcação a mercado - swap	1.758	6.463
Operações de swap	12.550	3.223
Outras receitas financeiras	1.872	1.081
Total das receitas financeiras	71.381	44.299
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas		
Moeda nacional	(14.350)	(2.185)
Moeda estrangeira	(9.148)	(1.625)
Mútuo com partes relacionadas	(181)	-
Subtotal	(23.679)	(3.810)
Variações monetárias		
Moeda nacional	(578)	(1.082)
Moeda estrangeira	(35.858)	(5.894)
Subtotal	(36.436)	(6.976)
Juros/multas	(16.391)	(14.373)
Ajuste a valor presente	(6.047)	(4.173)
Ajuste marcação a mercado - swap	(1.934)	(5.864)
Operações de swap	(14.842)	(4.603)
Encargos financeiros - parcelamento Lei nº 11.941/2009	(5.115)	(2.357)
IOF	(2.702)	(1.359)
Outras despesas financeiras	(8.433)	(7.702)
Total das despesas financeiras	(115.579)	(51.217)
Resultado financeiro	(44.198)	(6.918)

31. LUCRO POR AÇÃO

	Exercícios findos em	
	31/12/2011	31/12/2010
Cálculo de lucros por ação (em milhares, exceto valor por ação):		
Resultado básico por ação		
Numerador		
Lucro líquido do exercício		
Lucro disponível aos acionistas preferenciais	10.624	16.035
Lucro disponível aos acionistas ordinários	28.236	42.617
Subtotal	38.860	58.652
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações preferencias	103.544	103.544
Média ponderada de número de ações ordinárias	275.190	275.190
Subtotal	378.734	378.734
Resultado básico por ação		
Ação preferencial	0,1026	0,1549
Ação ordinária	0,1026	0,1549

32. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

A Companhia possui programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, com base em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no exercício de 2011 foi de R\$ 2.305 (R\$ 1.316 em 2010).

33. REAJUSTE TARIFÁRIO

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

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

34. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO**34.1. Contexto**

Os planos do grupo Rede Energia são patrocinados pelas seguintes empresas: Rede Energia S.A., Caluá 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 Parapananema S.A., Empresa de Eletricidade Vale Parapananema S.A., Empresa Elétrica Braganantina S.A., Rede Comercializadora de Energia S.A., Elucid Solutions S.A., Denerge - Desenvolvimento Energético S.A., Rede Power do Brasil S.A. e BBPM - Participações S.A.

34.2. 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) PREVI-MAT - Fundação de Previdência e Assistência Social dos Empregados da CEMAT.

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

a. Plano de Benefícios Elétricas BD-I:

Instituído em 1/8/1986, encontra-se em extinção desde 31/12/1998, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos Participantes, pelos Assistidos e pelas Patrocinadoras.

b. Plano de Benefícios R:

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu regulamento por meio da Portaria nº 880, de 12/1/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. Assegura os seguintes benefícios:

- Suplementação da aposentadoria por invalidez;
- Suplementação do auxílio-doença;
- Suplementação da pensão por morte; e
- Pecúlio por morte.

MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR
Presidente

ALBERTO JOSÉ RODRIGUES ALVES
Conselheiro Administrativo

JOÃO CARLOS HOPP
Conselheiro Administrativo

ALEXANDRE UBALDO MONTEIRO BARBOSA
Conselheiro Administrativo

KÁTIA CAMPOS PEREIRA BUZO
Conselheira Administrativa

JOAQUIM GUEDES COELHO FILHO
Conselheiro Administrativo

PARECER DO CONSELHO FISCAL

"Nós membros do Conselho Fiscal da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, tendo examinado o Balanço Patrimonial encerrado em 31 de dezembro de 2011, seus anexos correspondentes, bem como o Relatório da Administração, concluímos que as peças refletem adequadamente a situação econômica e financeira da Companhia, e, assim, recomendamos aos Srs. Acionistas sua aprovação em Assembleia Geral. Conselho Fiscal."

Palmas, 17 de abril de 2012.

ANTONIO CARLOS DE PAULA
Conselheiro Efetivo

CARMEM CAMPOS PEREIRA
Diretora Presidente

ALANKARDEK FERREIRA MOREIRA
Diretor Vice-Presidente de Operações

ARIEL VILCHEZ
Diretor Financeiro e Administrativo

VALDIR JONAS WOLF
Diretor Vice-Presidente

MILTON TAKAYUKI UMINO
Diretor Vice-Presidente

PLÁCIDO GONÇALVES MEIRELLES JUNIOR
Diretor Gerente

JOAQUIM GUEDES COELHO FILHO
Diretor de Planejamento e Projetos Especiais

Milton Henriques de Carvalho Filho
Contador - CRC MT-008306/O-0 S-TO

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

	Avaliação Atuarial 2011	Taxa Avaliada Atuarial 2010
1. Taxa de desconto para o cálculo do valor... presente	5,5% - todos os planos	6,00% líquido - plano de risco
2. Taxa de rendimento esperada sobre os... ativos dos planos	5,5% - todos os planos	5,50% líquido - demais planos 6,00% líquido - plano de risco 5,50% líquido - demais planos
3. Taxa de crescimento salarial futuro	4,81% (2% líquido)	4,08% (2% líquido)
4. Taxa de crescimento real dos benefícios: Da Previdência Social	-	-
Do Plano	-	-
5. Taxa de inflação	2,81%	2,08%
Fator de capacidade:		
Dos Salários	1,00	1,00
Dos Benefícios	1,00	1,00
6. Tábua de mortalidade geral	AT2000 - Male	AT2000 - Male
7. Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2010, ambos os sexos.	IBGE 2009, ambos os sexos.
8. Tábua de entrada em invalidez	Nula	Nula
9. 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.

c. Síntese da Avaliação Atuarial:

	Elétricas BD-I		R		Elétricas-OP		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
1. Exigível atuarial	56.915	6.794	117.563	181.272				
2. Benefícios concedidos								
Aposentadoria	34.170	-	25.356	59.526				
Invalidez	1.473	2.083	-	3.556				
Pensão	12.774	4.711	-	17.485				
3. Benefícios a conceder								
Benefício definido	8.498	-	-	8.498				
Contribuição definida	-	-	92.207	92.207				
Total	67.514	63.591	6.790	6.820	74.304	70.411	70.411	70.411
Retorno esperado	3.713	3.498	373	409	4.086	3.907		
Contrib. recebidas do empregador/participantes	675	641	2.349	1.738	3.024	2.314		
Benefícios pagos	(4.683)	(4.574)	(761)	(766)	(5.444)	(5.340)		
Ganho/(Perda)atuariaal	5.054	4.358	(1.666)	(1.411)	3.388	2.947		
Saldo no final do exercício	72.273	67.514	7.085	6.790	79.358	74.304		
Posição líquida	15.358	12.102	291	1.047	15.649	13.149		
Não reconhecida	15.358	12.102	291	1.047	15.649	13.149		
Reconhecida	-	-	-	-	-	-		
e. Composição dos ativos dos planos:								
Disponível, gestão previdencial e administrativa	189	194	301	211	490	405		
Investimentos								
Títulos públicos	21.432	20.493	2.244	2.152	23.676	22.645		
Créditos privados e depósitos	34.753	28.348	3.639	2.977	38.392	31.325		
Ações	1.483	2.265	119	169	1.602	2.434		
Fundos de investimento	10.080	12.501	958	1.251	11.038	13.752		
Imobiliários	4.529	4.019	-	-	4.529	4.019		
Empréstimos e financiamentos	301	220	60	46	361	266		
Outros realizáveis	5	13	1	-	6	13		
Total	72.772	68.053	7.322	6.806	80.094	74.859		

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido. Os benefícios são custeados exclusivamente pelas empresas da Rede Energia e de forma solidária com as demais Patrocinadoras, Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e a Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT.

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 regulamenta 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 compartilhada dos compromissos atuariais, das despesas com contribuições, dos custos e do ativo do Plano de Benefícios-R, por empresa patrocinadora.

c. Plano de Benefícios Elétricas-OP:

Instituído em 1/1/1999 e assegura o benefício de Renda Mensal Vitalícia, após o prazo de diferimento.

Durante o prazo de diferimento do benefício, este plano está estruturado 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 a cada ano, e nessa fase é 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 da patrocinadora CELTINS durante o exercício de 2011 foi de R\$ 140 (R\$ 120 em 2010).

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

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

a. Número de participantes/beneficiários:

	Planos de Benefícios			
	Elétricas BD-I	R	Elétricas-OP	Total
Número Participantes	24	2.711	2.719	5.454
Número Assistidos	235	8	42	285
Número Beneficiários Pensionistas	110	11	-	121
Total	369	2.730	2.761	5.860

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	Elétricas BD-I		R		Elétricas-OP		Total	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Valor presente da obrigação de benefício definido								
Saldo no início do exercício	55.412	56.360	5.743	5.865	61.155	62.225		
Custo do serviço corrente	1.434	(949)	1.050	(122)	2.484	(1.071)		
Custo dos juros	3.047	3.100	316	352	3.363	3.452		
Benefícios pagos	(4.683)	(4.574)	(761)	(766)	(5.444)	(5.340)		
(Ganhos)/Perdas atuariais	1.705	1.475	446	414	2.151	1.889		
Saldo no final do exercício	56.915	55.412	6.794	5.743	63.709	61.155		
Valor justo dos ativos do plano								
Saldo no início do exercício	67.514	63.591	6.790	6.820	74.304	70.411		
Retorno esperado	3.713	3.498	373	409	4.086	3.907		
Contrib. recebidas do empregador/participantes	675	641	2.349	1.738	3.024	2.314		
Benefícios pagos	(4.683)	(4.574)	(761)	(766)	(5.444)	(5.340)		
Ganho/(Perda)atuariaal	5.054	4.358	(1.666)	(1.411)	3.388	2.947		
Saldo no final do exercício	72.273	67.514	7.085	6.790	79.358	74.304		
Posição líquida	15.358	12.102	291	1.047	15.649	13.149		
Não reconhecida	15.358	12.102	291	1.047	15.649	13.149	</	