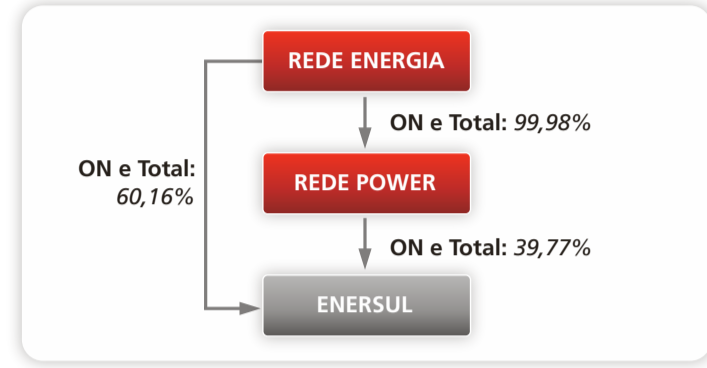


RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - 2011

Senhores Acionistas,
A Administração da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, compostas pelo Balanço Patrimonial, pelas Demonstrações dos Resultados, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, dos Valores Adicionados e Balanço Social, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes.

A Companhia

A Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. ("ENERSUL") é uma concessionária de distribuição de energia elétrica criada em 11 de junho de 1979 é uma Companhia de Capital Aberto desde 29 de abril de 1981. Em 31 de dezembro de 2011, a sua Controladora REDE ENERGIA S.A. ("REDE ENERGIA") detinha diretamente 60,16% das ações ordinárias e totais da companhia e indiretamente 39,77% das ações ordinárias e totais, por intermédio da Companhia *holding* Rede Power do Brasil S.A. Dessa forma, somando-se a participação direta e indireta, a REDE ENERGIA detinha 99,92% das ações ordinárias e totais.



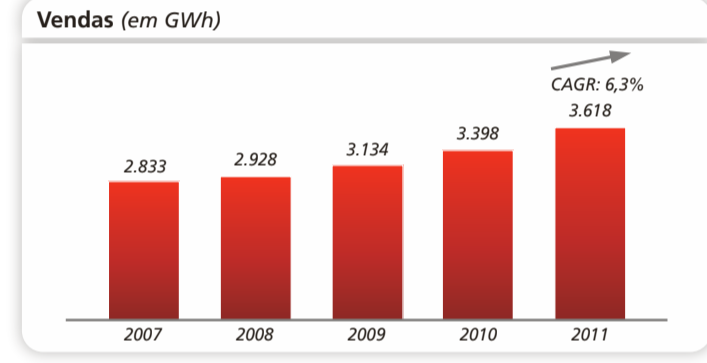
A área de concessão da ENERSUL abrange 73 dos 78 municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, distribuídos em uma área de 328.316 km², equivalente a 91,9% do Estado e a 94,5% da população total, beneficiando aproximadamente 2,3 milhões de habitantes.

Desempenho Operacional

Todo o sistema de distribuição da ENERSUL é interligado, não existindo nenhuma área isolada - suprida por geração local. Assim, toda a energia requerida para atender ao mercado de sua concessão, provém do Sistema Interligado Nacional.

Mercado Consumidor

A ENERSUL encerrou o ano de 2011 com um fornecimento de energia elétrica de 3.618 GWh (mercado cativo), representando um crescimento de 6,5% em relação aos 3.398 GWh de 2010. Esse crescimento foi influenciado principalmente pelo bom desempenho das classes residencial e comercial, que responderam por 58,3% do mercado cativo em 2011, e em razão da expansão no número de consumidores, aumento da renda real das famílias e consequente incremento no consumo doméstico.



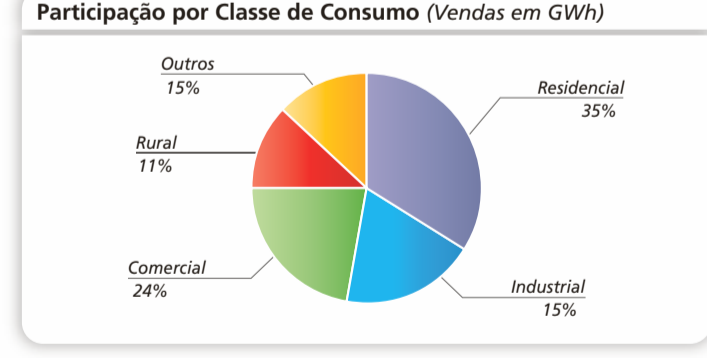
A classe residencial apresentou um consumo de 1.253 GWh em 2011 e 1.174 GWh em 2010, resultando em um aumento de 6,7%, enquanto o número de clientes avançou 4,1%. Verificou-se ainda um aumento no consumo médio residencial de 3,0%, passando de 152,5 kWh/mês até dezembro de 2010 para 157,1 kWh/mês durante 2011. O resultado desta classe foi apoiado pela manutenção do patamar de criação de empregos de 2010 em 2011, o dobro de anos anteriores, permitindo uma mudança no perfil de consumo residencial e pela aquisição incentivada de bens duráveis, em especial da linha branca, pelas famílias.

Os clientes cativos da classe industrial consumiram 542 GWh em 2011, contra 532 GWh apresentados no ano anterior, o que implicou em uma evolução de 1,9%. Tal índice foi influenciado pela migração de duas grandes unidades de abate e frigorificação de bovinos para o mercado livre. A Energia Distribuída (incluindo os clientes livres) apresentou avanço de 4,6% em relação ao ano anterior, índice abaixo das expectativas em função do atraso na entrada de quatro grandes clientes.

Em 2011, a classe comercial apresentou um consumo de 857 GWh contra os 776 GWh de 2010, o que representou um acréscimo de 10,4%. As maiores contribuições para este desempenho foram dos setores Comércio Varejista, com participação de 33,6%, que cresceu 14,1% e de Serviços Auxiliares Diversos, com participação de 10,5% e crescimento de 37,3%. A energia distribuída (incluindo os clientes livres) apresentou um acréscimo de 10,6% em relação ao mesmo período anterior.

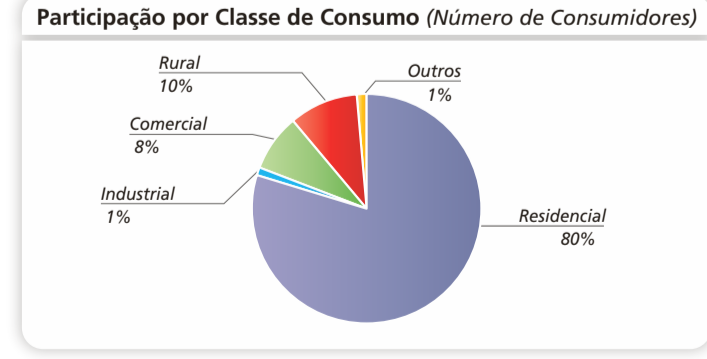
Na classe rural foi verificado um acréscimo de 5,1% no comparativo com o ano anterior. O consumo apresentado foi de 402 GWh, contra 383 GWh em 2010. Este crescimento foi apoiado pelo crescimento pulverizado em diversos setores de pequeno porte indicando uma consolidação da política de incremento e aumento de produtividade de pequenas propriedades.

Nas demais classes (serviços públicos, poderes públicos e iluminação pública) houve uma evolução de consumo de 5,8% em relação ao ano anterior com destaque para o incremento do consumo dos poderes públicos de 9,6%. Destaca-se a evolução das renegociações em prol da redução das dívidas dos municípios e do acordo realizado para adimplir o maior hospital do Estado.



Clientes

Em 2011, a ENERSUL registrou um número total de 844.243 clientes, representando um crescimento de 4,2% em relação aos 810.544 do ano anterior. Esse crescimento se deve principalmente ao aumento das classes residencial e rural com incrementos de 26.676 e 3.171 clientes, respectivamente.

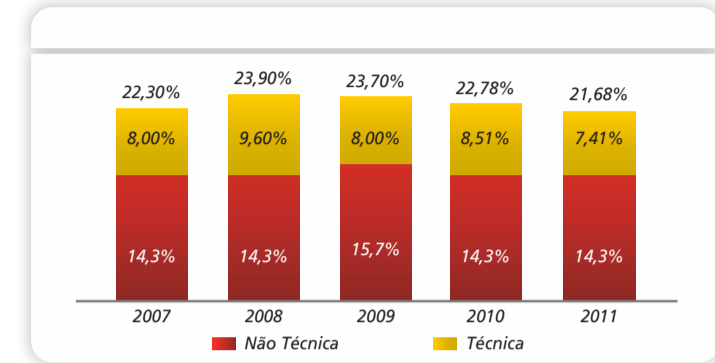


Resalta-se que, em sua área de concessão, a ENERSUL já atende a 100% dos domicílios urbanos e a 99,4% das propriedades rurais, graças ao sucesso na implementação do Programa Luz para Todos.

Perdas

O índice de perdas globais faturadas foi de 21,7% em 2011 e 22,8% em 2010, representando uma redução de 1,1 ponto percentual. Embora as perdas técnicas tenham se mantido no mesmo patamar de 2010, as perdas comerciais mantêm a tendência de queda que se tem registrado nos três últimos anos. Essa redução é resultado de diversas ações internas e externas da companhia, como a atuação de aproximadamente 33 mil unidades consumidoras - com uma taxa de assertividade de 24% -, além da retirada de 38 mil ligações clandestinas e recuperação de 30 GWh de energia desviada. Essas ações são coordenadas em parceria com a Secretaria de Segurança Pública, Immetro, PROCON, dentre outras.

Há que se destacar a medição de fronteira em dois importantes troncos de abastecimento que são: Jupia/Campo Grande e Rosana/Dourados, que se situam na divisa com o Estado de São Paulo, a distâncias superiores a 250 km dos centros de consumo. Essa obrigação legal, da medição situar-se no ponto de conexão da rede de distribuição com a rede básica (Resolução ANEEL 344/2002), contribuiu de forma significativa para os valores elevados de perdas na transmissão - situação praticamente exclusiva da ENERSUL em relação às demais concessionárias de energia do Brasil.



No âmbito social, destacam-se:

- Projeto Social "ENERSUL na Comunidade", evento realizado nos finais de semana, em 22 bairros de Campo Grande, com participação dos líderes de bairro. O Projeto envolve ações de atendimento, eficiência energética, negociação de débitos e regularização de clandestinos;
- Workshop universitário, com o objetivo de esclarecer a importância do combate às perdas;
- Campanhas na mídia, palestras para representantes da comunidade jurídica e sociedade.
- Foram realizadas campanhas na mídia, palestras para representantes da comunidade jurídica e da sociedade em geral, além de um workshop universitário, com o objetivo de esclarecer a importância do combate às perdas à comunidade, em especial aos formadores de opinião convidados para os eventos.

Em termos de tecnologia, a ENERSUL criou o centro de medição e combate à fraude com foco na telemetria da medição de fronteira, bem como medição de energia de clientes do grupo "A", medição de energia de alimentadores e balanço de energia. Do total de 2.757 clientes do grupo "A", foram implantados 2.000 telemedidores. Implantação do laboratório de metrologia elétrica, (certificação da ISO 17.025 em andamento), para controle do parque de medidores, além da substituição de mais de 22 mil antigos medidores de energia, por equipamentos eletrônicos.

DEC/FEC

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL utiliza alguns índices para verificação da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica aos seus consumidores. Os principais são: DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em horas) e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (medido em número de vezes) e TMA - Tempo Médio de Atendimento, que mostra o tempo médio em que são atendidas as reclamações e solicitações dos clientes (medido em minutos).

Sob o aspecto da qualidade do serviço, a ENERSUL fechou o ano de 2011 com um DEC de 11,97 horas/cliente e um FEC igual a 8,34 interrupções/cliente.

Desempenho Econômico-Financeiro

Valores em R\$mil	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2010-2011	CAGR 2007-2011
Vendas em GWh	2.833	2.928	3.134	3.398	3.618	6,5%	6,3%
Número de consumidores	710.267	740.940	784.834	810.544	844.243	4,2%	5,2%
Receita operacional bruta	1.080.743	1.283.411	1.477.100	1.631.322	1.903.673	16,7%	13,2%
Receita operacional líquida	693.237	857.199	1.048.402	1.157.009	1.334.601	15,3%	15,7%
EBITDA (1)	10.002	229.143	293.720	257.048	363.070	41,2%	20,0%
Margem Ebitda (%) (2)	1,4%	26,7%	28,0%	22,2%	27,2%	22,5%	3,8%
Lucro (prejuízo) líquido	(58.056)	68.666	100.243	85.394	151.795	77,8%	
Dívida financeira líquida (3)	516.042	448.873	567.435	546.160	541.754	-0,8%	-3,4%
Dívida financeira líquida/EBITDA	51,6	2,0	1,9	2,1	1,5	-29,8%	-19,5%
Patrimônio líquido	672.516	669.839	660.151	777.601	788.245	1,4%	2,4%
Índice de endividamento (4)	43,4%	40,1%	46,2%	41,3%	40,7%	-1,3%	-3,2%

(1) EBITDA: Resultado antes dos Juros, Impostos, Ganhos/Perdas na Alienação/Desativação de bens e direitos, Outros Não-Operacionais, Deprec. e Amortização.

(2) Margem EBITDA: EBITDA/Receita Operacional Líquida.

(3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures (-) Caixa equivalentes e sub-rogação CCC.

(4) Índice de Endividamento: Dívida Líquida/Dívida Financeira Líquida + Patrimônio Líquido.

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou um aumento de 16,7%, passando de R\$1.631,3 milhões em 2010 para R\$1.903,7 milhões em 2011. A receita operacional líquida do exercício de 2011 foi de R\$1.334,6 milhões, representando um aumento de 15,3% em relação a receita verificada em 2010. Esse incremento foi influenciado principalmente pelo crescimento do mercado consumidor em 6,5%, redução das perdas e o efeito do reajuste tarifário médio de 12,33% homologado pela ANEEL a partir de abril de 2011.

O custo do serviço, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão, totalizou R\$577,6 milhões em 2011, o que representa um acréscimo de 8,3% em relação aos R\$533,5 milhões de 2010, devido ao aumento da demanda e aumento do preço médio de compra de energia elétrica em 3,0%.

O custo da operação foi de R\$360,4 milhões em 2011 e R\$356,9 milhões em 2010, representando um aumento de 1,0%. Retirando-se o efeito do custo de construção - que não afeta o resultado operacional, uma vez que existe uma exata contrapartida na receita, como resultado da adoção ao IFRS - o custo da operação passou de R\$187,3 milhões em 2010 para R\$190,0 milhões, representando um aumento de 1,4%, variação essa, significativamente inferior à inflação do período de 5,10% (IGPM).

As despesas operacionais somaram R\$109,7 milhões em 2011 e R\$90,0 milhões em 2010, representando um aumento de 21,8%, influenciado principalmente pelo aumento das despesas gerais e administrativas, em especial a rubrica serviços de terceiros, que passou de R\$29,5 milhões em 2010 para R\$38,6 milhões em 2011, em razão de imobilização de custos diretos no valor de R\$11,0 milhões em 2010.

Em consequência dos resultados comentados nos parágrafos anteriores, o EBITDA da companhia aumentou de R\$257,0 milhões em 2010 para R\$363,1 milhões em 2011, representando um incremento de 41,2%.

O resultado financeiro passou de uma despesa de R\$54,4 milhões em 2010 para uma despesa de R\$72,3 milhões em 2011, o que representa uma variação de 32,9% (R\$17,9 milhões), devida principalmente a: (i) variação monetária líquida em moeda estrangeira que passou de uma despesa de R\$1,8 milhões em 2010 para uma despesa de R\$8,0 milhões em 2011, gerando um acréscimo na despesa de R\$6,2 milhões; (ii) ajuste líquido a valor presente que passou de uma receita de R\$3,2 milhões em 2010 para uma despesa de R\$6,9 milhões em 2011, representando uma variação de R\$10,1 milhões; (iii) contratação de operação de swap em 2011, que gerou uma despesa líquida de R\$6,3 milhões; e (iv) encargos de dívida que passou de R\$80,2 milhões em 2010 para R\$87,6 milhões em 2011, gerando uma diferença de R\$7,4 milhões. Essas despesas, portanto, foram parcial e positivamente compensadas pelo (i) ganho de R\$4,3 milhões na renda com aplicações financeiras; e (ii) acréscimo de R\$4,8 milhões na receita de acréscimos moratórios, devido a cobranças em atraso.

Por fim, o lucro líquido do exercício de 2011 foi de R\$151,8 milhões: um aumento de 77,8% em relação ao lucro de R\$85,4 milhões em 2010.

Endividamento Financeiro

O saldo dos empréstimos, financiamentos, *leasing* e encargos de dívidas passou de R\$645,8 milhões em 2010 para R\$657,9 milhões em 2011, representando um sensível acréscimo de 1,9%. Do total, 98,0% são dívidas em moeda nacional e 2,0% em moeda estrangeira e, 16,9% do endividamento financeiro é de curto prazo (vencimento em um ano) e 83,1% no longo prazo. Retirando-se os efeitos do caixa, equivalentes de caixa, a dívida financeira líquida passou de R\$546,2 milhões em 2010 para R\$541,8 milhões em 2011, representando uma redução de 0,8%.

Indicadores

A evolução na produtividade da empresa pode ser avaliada pelo quadro abaixo:

	2011	2010	Var. %
Consumidor por empregado	849	944	-10,0%
Consumo (MWh) por empregado	3.640	3.956	-8,0%
Consumo (MWh) por consumidor	4,3	4,2	2,2%
Receita bruta (R\$mil) por empregado	1.915	1.899	0,8%
Receita bruta (R\$mil) por consumidor	2,3	2,0	12,0%

Observa-se que os índices de produtividade de 2011 foram afetados pela contratação de eletricitas no processo de primarização de 48 equipes, que atuam em revezamento, para atendimento a emergências, além da contratação de 36% das 115 posições ocupadas por mão de obra terceirizada.

Investimentos

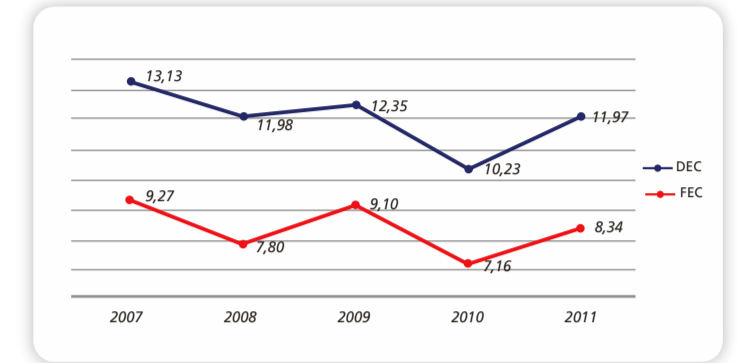
R\$mil	2011	2010	Var. %
Programa Luz Para Todos/Universalização	41.926	54.525	-23,1%
Telecomunicações/Informática/Infraestrutura	34.831	15.740	121,3%
Redução de Perdas	9.864	4.733	108,4%
Expansão, Manutenção e Melhorias no Sistema	82.440	98.751	-16,5%
Total	169.061	173.749	-2,7%

PROGRAMA LUZ PARA TODOS ("LPT") e PROGRAMA NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO: em 2011, a companhia investiu R\$41,9 milhões no LPT e UNIVERSALIZAÇÃO, cuja principal característica é possibilitar o acesso e uso da energia elétrica, a todos os cidadãos domiciliados nas áreas urbanas e rurais do Estado. Os recursos para atendimento do LPT são provenientes da Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), Estado e Fonte Própria.

	2007	2008	2009	2010	2011
DEC	13,13	11,98	12,35	10,23	11,97
FEC	9,27	7,80	9,10	7,16	8,34
TMA	141	144	173	185	196

Valores em base anual

O desempenho atual dos níveis de qualidade do serviço da ENERSUL é compatível com os padrões de rede existentes, e pode ser considerado muito bom, levando-se em conta as severas condições climáticas do Estado, bem como a alta densidade de descargas atmosféricas. Os indicadores da ENERSUL estão em cumprimento aos limites estipulados pela ANEEL, que é de 14,73 para o DEC e 12,34 para o FEC. Ressalta-se ainda que, com o Programa Luz para Todos e a política de incorporação de redes particulares, houve um expressivo aumento da rede de distribuição de média e baixa tensão que em 2011 alcançou 79.059 km, um aumento de 24,3% em relação a 2007. O efeito de tal fator sobre a continuidade de serviço foi mitigado pela adoção dos mais altos padrões de construção e manutenção.



Atendimento aos Clientes

O atendimento a clientes na ENERSUL se segmenta em três grandes frentes: clientes ligados em MT/AT (Média e Alta Tensão), ligados em BT (Baixa Tensão) e aqueles vinculados ao Poder Público. As unidades consumidoras MT/AT e aquelas de responsabilidade do Poder Público possuem gestores exclusivos; já os clientes BT possuem à sua disposição as seguintes facilidades de atendimento: 80 lojas de atendimento presencial; 385 estabelecimentos comerciais conveniados; atendimento telefônico disponível 24 horas por dia; atendimento virtual com os principais serviços e informações.

No ano de 2011, foi obtida com sucesso a certificação do processo de tratamento de reclamações dos consumidores pela NBR ISO 9001:2008 (Sistemas de Gestão da Qualidade - Requisitos) e também implementação da norma NBR ISO 10.002:2005 (Gestão da Qualidade - Satisfação do Cliente - Diretrizes para o Tratamento de Reclamações nas Organizações). Ainda neste ano, o escopo de certificação passou a abranger as atividades de aferição de equipamentos de medição (por solicitação do consumidor) e informação da relação dos registros de atendimento (prestados ao consumidor). Foi feita também a manutenção da certificação dos processos de ressarcimento de danos elétricos, devolução de valores e tratamento das manifestações dos clientes por intermédio do livro de registro nas agências personalizadas.

No ano de 2011, foi consolidada a estrutura dos pontos de atendimento ao cliente e respectivos padrões de qualidade, bem como dos níveis de serviço do "Call Center" em pleno atendimento às mais recentes normas do regulador. Foram ainda centralizados os BackOffices das regionais em Campo Grande. Todos os pólos de atendimento regionais foram primarizados.

Valores em R\$mil	2007	2008	2009	2010	2011	Var. % 2010-2011	CAGR 2007-2011
Vendas em GWh	2.833	2.928	3.134	3.398	3.618	6,5%	6,3%
Número de consumidores	710.267	740.940	784.834	810.544	844.243	4,2%	5,2%
Receita operacional bruta	1.080.743	1.283.411	1.477.100	1.631.322	1.903.673	16,7%	13,2%
Receita operacional líquida	693.237	857.199	1.048.402	1.157.009	1.334.601	15,3%	15,7%
EBITDA (1)	10.002	229.143	293.720	257.048	363.070	41,2%	20,0%
Margem Ebitda (%) (2)	1,4%	26,7%	28,0%	22,2%	27,2%	22,5%	3,8%
Lucro (prejuízo) líquido	(58.056)	68.666	100.243	85.394	151.795	77,8%	
Dívida financeira líquida (3)	516.042	448.873	567.435	546.160	541.754	-0,8%	-3,4%
Dívida financeira líquida/EBITDA	51,6	2,0	1,9	2,1	1,5	-29,8%	-19,5%
Patrimônio líquido	672.516	669.839	660.151	777.601	788.245	1,4%	2,4%
Índice de endividamento (4)	43,4%	40,1%	46,2%	41,3%	40,7%	-1,3%	-3,2%

TELECOMUNICAÇÕES/INFORMÁTICA/INFRA-ESTRUTURA: Para atendimento às necessidades de apoio ao negócio da empresa, foram investidos R\$34,8 milhões, em projetos de telecomunicação, informática e infraestrutura. Destacam-se os investimentos realizados para a implementação de sistema de despacho inteligente e unificado, técnico e comercial, com controle online das equipes quanto ao tipo de serviço a ser executado, podendo ser alterada a rotina de trabalho, de acordo com as necessidades, bem como aqueles realizados na renovação da frota, cuja idade média, em 2011, passou a ser de 3,4 anos, contra os 4,6 anos observados em 2010.

PROGRAMA DE REDUÇÃO DE PERDAS: são verbas destinadas exclusivamente para o programa de combate às perdas técnicas e comerciais. Em 2011 foram investidos R\$9,9 milhões.

MANUTENÇÃO e MELHORIAS NO SISTEMA são investimentos vegetativos, feitos com caixa próprios, destinados a manutenção, ampliação e melhorias no sistema elétrico, totalizaram R\$82,4 milhões em 2011. Destaca-se a implementação de recomposição automática em linhas de distribuição 34,5kV, que permitem executar a implantação alternativa de subestações sem intervenção do Operador, passando, em 2011, a beneficiar diretamente as áreas urbanas de 9 municípios da área de concessão. Observa-se ainda o programa de remanejamento de transformadores de força, a fim de adequar seus carregamentos, com base nas projeções de crescimento e aumento de carga, com o menor impacto possível nos investimentos. Em 2011, a ENERSUL economizou R\$1,9 milhão em um total de 8 subestações.

Ambiente Regulatório

Por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.128, de 05 de Abril de 2011, a ANEEL homologou o reajuste tarifário 2011. Com isso, as tarifas da ENERSUL ficam, em média, reajustadas em 12,33%, sendo 7,95% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 4,38% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 17,49% a ser percebido pelos consumidores cativos.

Cabe destacar que a partir deste Reajuste os abatimentos financeiros decorrentes do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, que até então contribuíam significativamente para a redução dos valores das faturas, estão praticamente extintos, permanecendo apenas o valor residual de R\$0,6 milhão, como devolução aos consumidores.

As devoluções foram iniciadas em 2008 e o fim dessas parcelas gera uma percepção de aumento por parte do consumidor, já que nos últimos anos as tarifas vinham sendo reduzidas progressivamente. O valor devolvido foi inserido nas tarifas como componentes financeiros negativos em parcelas anuais de R\$18,5 milhões em 2008, R\$76,5 milhões em 2009 e R\$77,9 em 2010.

Responsabilidade Socioambiental

Baseada na Política de

Projeto Dourados - Natal de Luzes: patrocínio para efetivação do Projeto que intenta trabalhar a visibilidade da Cidade, evidenciando seu potencial comercial, urbanístico e cultural e, ainda, valorizando uma data comemorativa tão importante para os brasileiros;
Programa Médico da Família: programa realizado pela TV Campo Grande, diariamente abordando temas de relevância sobre saúde, prevenção de doenças, dicas de primeiros socorros, de utilidade pública abrangendo todas as classes sociais.
Lançamento do Guia Turístico, Histórico, Cultural e Ecológico do Mato Grosso do Sul, destinado a bibliotecas, escolas públicas e comunidade em geral.

Benefícios aos Colaboradores

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

Valorizando o desenvolvimento de seus empregados destaca que em 2011 foram implementadas 161,97 horas de treinamento por empregados próprios e treinamento de 863 empregados terceirizados, além 68 de bolsas de estudo, o Ciclo de Palestras da ENERSUL e o *Workshop* de Desenvolvimento de Lideranças da ENERSUL.

Em linha com o objetivo de promover proativamente a segurança do trabalho, foram criado em 2011, os Pólos de Segurança, uma extensão do Serviço Especializado em Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho na Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho junto às equipes próprias e prestadores de serviço dispersas em toda a área de concessão.

Ainda na valorização de seus colaboradores, a empresa iniciou em 2011 o programa "Revele seu talento" para a criação de grupos de interesse em esportes, canto, música, pintura, cultura, e outros ramos de entretenimento, onde os colaboradores possam trocar experiências e se apresentar nas ocasiões festivas.

Para manter os colaboradores informados sobre os acontecimentos da organização e estabelecer uma relação de transparência e proximidade entre a Empresa e seu público interno, a ENERSUL mantém um encontro mensal entre a alta Direção e os colaboradores denominado Rede de Encontros bem como uma rotina mensal de reuniões gerenciais.

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)

1. Base de Cálculo	31/12/2011			31/12/2010		
	R\$			R\$		
Receita Líquida (RL).....	1.334.601			1.157.009		
Resultado Operacional (RO).....	214.660			122.171		
Folha de Pagamento Bruta (FPB).....	97.413			97.413		
	% sobre			% sobre		
	R\$	FPB	RL	R\$	FPB	RL
2. Indicadores Sociais Internos						
Alimentação.....	8.346	8,6	0,6	5.849	6,0	0,5
Encargos sociais compulsórios.....	22.658	23,3	1,7	19.230	19,7	1,7
Previdência privada.....	3.401	3,5	0,3	3.154	3,2	0,3
Saúde.....	4.209	4,3	0,3	5.547	5,7	0,5
Segurança e medicina no trabalho.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Educação.....	221	0,2	0,0	159	0,2	0,0
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	454	0,5	0,0	523	0,5	0,0
Auxílio-creche.....	53	0,1	0,0	45	0,0	0,0
Participação dos empregados nos lucros ou resultados...	5.695	5,8	0,4	5.539	5,7	0,5
Participação dos administradores no resultado.....	1.820	1,9	0,1	1.447	1,5	0,1
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Vale-transporte - excedente.....	1.522	1,6	0,1	1.565	1,6	0,1
Outros benefícios.....	512	0,5	0,0	606	0,6	0,1
	48.891	50,3	3,5	43.664	44,7	3,8
	% sobre			% sobre		
	R\$	RO	RL	R\$	RO	RL
3. Indicadores Sociais Externos						
Educação.....	41	0,0	0,0	671	0,5	0,1
Cultura.....	374	0,2	0,0	10	0,0	0,0
Saúde e saneamento.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Esporte e lazer.....	26	0,0	0,0	188	0,2	0,0
Combate à fome e segurança alimentar.....	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Doações/contribuições.....	163	0,1	0,0	501	0,4	0,0
Subtotal	604	0,3	0,0	1.370	1,1	0,1
Programas Sociais:						
Programa Nacional de Universalização - Luz para Todos.....	41.926	19,5	3,1	54.525	44,6	4,7
Subtotal	41.926	19,5	3,1	54.525	44,6	4,7
Total de contribuições para a sociedade	42.530	19,8	3,1	55.895	45,7	4,8
Tributos (excluídos encargos sociais).....	449.400	209,4	33,7	375.672	307,5	32,5
Total Indicadores Sociais Externos	491.930	229,2	36,8	431.567	353,2	37,3
	% sobre			% sobre		
	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.....	2.354	1,1	0,2	1.929	1,6	0,2
Estudo de Pesquisa Energética - EPE (MME).....	1.177	0,5	0,1	965	0,8	0,1
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	5.884	2,7	0,4	4.823	3,9	0,4
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	2.354	1,1	0,2	1.929	1,6	0,2
Total de investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	11.769	5,4	0,9	9.646	7,9	0,9

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 2010

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2011	31/12/2010
ATIVO			
ATIVO CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa.....	6	116.142	99.591
Consumidores.....	7	314.093	250.246
Títulos a receber.....	8	8.089	8.252
Tributos a recuperar - Imposto de renda e Contribuição social.....	9	9.093	6.645
Tributos a recuperar - Outros.....	9	20.428	16.055
Estoque.....		5.364	4.445
Serviços em curso.....		40.139	34.948
Redução de receita - baixa renda.....	11	3.767	4.477
Outros.....	12	19.060	13.079
Total do ativo circulante		536.175	437.738
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Consumidores.....	7	38.572	18.633
Títulos a receber.....	8	1.377	1.377
Partes relacionadas.....	13	11.581	22.594
Cauções e depósitos vinculados.....	14	-	37.998
Depósitos judiciais.....	26	98.107	84.284
Tributos a recuperar - Outros.....	9	9.388	9.312
Tributos diferidos.....	10	205.980	228.746
Ativo financeiro - bens da concessão.....	16	158.046	133.306
Outros.....	12	2.341	1.548
Total do realizável a longo prazo		525.392	537.798
Investimento.....	15	1.056	356
Intangível.....	16	819.823	779.528
Total do ativo não circulante		1.346.271	1.317.682
TOTAL DO ATIVO		1.882.446	1.755.420

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	30	1.334.601	1.157.009
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Energia elétrica comprada para revenda.....	31	(474.031)	(430.131)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição.....		(103.569)	(103.375)
		(577.600)	(533.506)
CUSTO DE OPERAÇÃO			
Pessoal.....		(60.518)	(52.342)
Material.....		(4.869)	(1.836)
Serviços de terceiros.....		(61.658)	(58.684)
Depreciação e amortização.....		(55.723)	(54.164)
Custo de construção.....		(170.375)	(169.612)
Outros.....		(7.268)	(20.294)
		(360.411)	(356.932)
TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO		(938.011)	(890.438)
LUCRO BRUTO		396.590	266.571

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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 11.101/2005 (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 Global Financial Advisory Division*), bem como assessores jurídicos para representação dos interesses da Companhia e das empresas do grupo nesse mesmo processo de reestruturação.

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

Audidores Independentes

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

Agradecimentos

Nossos agradecimentos aos Acionistas, Clientes, Governos Federal, Estadual e Municipais, fornecedores e prestadores de serviços e, em especial aos nossos colaboradores pela dedicação em mais este ano de grandes realizações.

Declaração da Diretoria

De acordo com o artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras ora apresentadas, bem como com a opinião dos auditores independentes expressa no parecer dessas demonstrações.

A Administração

	31/12/2011 (em unidades)	31/12/2010 (em unidades)
Nº de empregados no final do período.....	994	859
Escolaridade dos empregados:		
Superior e extensão universitária.....	352	340
Ensino Médio.....	585	467
Ensino Fundamental.....	57	52
Faixa etária dos empregados:		
Abaixo de 30 anos.....	332	204
De 30 até 45 anos (exclusive).....	343	303
Acima de 45 anos.....	319	352
Nº de admissões durante o período.....	295	97
Nº de empregados desligados no período.....	160	69
Nº de mulheres que trabalham na empresa.....	224	212
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de mulheres.....	2,23%	1,89%
% de cargos gerenciais ocupado por mulheres em relação ao nº total de gerentes.....	18,18%	16,67%
Nº de negros que trabalham na empresa.....	47	226
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de negros.....	5,00%	1,77%
% de cargos gerenciais ocupado por negros em relação ao nº total de gerentes.....	9,00%	16,67%
Nº de empregados portadores de deficiência física.....	31	32
Nº de dependentes.....	1.659	1.408
Nº de estagiários.....	42	40
Nº de empregados terceirizados/temporários.....	1.277	2.216

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

	2011			Metas 2012		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	19,99			19,59		
Número total de acidentes de trabalho	29			26		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(X) todos(as) + CIPA
Quando à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(X) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	(X) seguirá as normas da OIT	() incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não serão considerados	() serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quando 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 598	no Procon 1.670	na Justiça 1.780	na empresa 598	no Procon 1.551	na Justiça 1.780
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 64%	na empresa 100%	no Procon 100%	na Justiça 70%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 31/12/2011: R\$1.050.958			Em 31/12/2010: R\$800.027		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	61,5% governo	7,7% colaboradores(as)		65,6% governo	8,6% colaboradores(as)	
	3,8% acionistas	16,3% terceiros	10,7% retido	3,7% acionistas	15,2% terceiros	6,9% retido

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.....	17	111.257	103.134
Folha de pagamento.....		1.755	1.291
Obrigações fiscais - Imposto de renda e Contribuição social.....	18	14.082	-
Obrigações fiscais - Outras.....	18	66.740	45.577
Consumidores - devolução tarifária.....	19	193	24.028
Dividendos.....	29	21.698	-
Juros sobre o capital próprio.....	29	21	8.500
Participações dos administradores.....		1.968	1.381
Empréstimos e financiamentos.....	20	107.146	89.374
Financiamento por arrendamento financeiro.....	21	3.805	1.341
Operações de swap.....	22	524	-
Taxa de iluminação pública.....		10.082	8.068
Taxas regulamentares.....	23	19.735	9.464
Obrigações do programa eficiência energética.....	24	39.071	36.228
Obrigações estimadas.....	25	15.695	15.133
Outros.....	27	9.574	5.213
Total do passivo circulante		423.346	348.912
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Obrigações fiscais.....	18	27.267	-
Tributos diferidos.....	10	4.615	3.381
Empréstimos e financiamentos.....	20	544.246	550.245
Financiamento por arrendamento financeiro.....	21	2.699	4.791
Obrigações do programa eficiência energética.....	24	7.154	

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	Lucro (Prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009		28	28	28		
Dividendos intercalares - (RCA de 4/8/2010)		463.412	118.594	96.513	(18.368)	660.151
Aumento de capital - (AGE de 15/12/2010)		-	-	(8.000)	-	(8.000)
Lucro líquido do exercício		70.056	-	-	-	70.056
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:		-	-	-	85.394	85.394
Reserva legal		-	-	3.351	(3.351)	-
Juros sobre o capital próprio - (RCA de 4/8/2010)		-	-	-	(20.000)	(20.000)
Juros sobre o capital próprio - (RCA de 28/12/2010)		-	-	-	(10.000)	(10.000)
Reserva de investimentos		-	-	33.675	(33.675)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010		533.468	118.594	125.539	-	777.601
Dividendos intercalares - (RD 21/11/2011 e 27/12/2011)		-	-	(101.500)	-	(101.500)
Lucro líquido do exercício		-	-	-	151.795	151.795
Destinação do lucro líquido proposta à AGO:		-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	7.590	(7.590)	-
Juros sobre o capital próprio		-	-	-	(24.000)	(24.000)
Dividendos		-	-	-	(15.651)	(15.651)
Reserva de investimentos		-	-	104.554	(104.554)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011		533.468	118.594	136.183	-	788.245

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31/12/2011	31/12/2010		31/12/2011	31/12/2010
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				1. RECEITAS		
Lucro líquido do exercício		151.795	85.394	Vendas de energia elétrica e serviços	1.721.298	1.432.707
Ajustes ao resultado líquido:				Perda no valor recuperável	2.060	652
Perda no valor recuperável	7	(2.061)	(653)	Resultado na alienação/desativação de bens e direitos	(2.132)	(6.002)
Depreciação e amortização		74.000	74.484	Receitas relativas à construção de ativos próprios	170.375	169.612
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais - líquidas		61.750	48.308	Outras receitas	12.000	29.003
Baixa do ativo financeiro e Intangível		11.384	11.388	Total	1.903.601	1.625.972
Imposto de renda e contribuição social diferidos		24.000	14.459	2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (Inclui os valores dos impostos ICMS, IPI, PIS e COFINS)		
Ajustes ao valor presente e marcação a mercado		7.343	3.246	Energia elétrica comprada para revenda	(577.600)	(533.506)
Outras		(1.040)	(8.591)	Serviços de terceiros	(114.274)	(100.722)
Subtotal		327.171	228.035	Materiais	(7.059)	(3.612)
(Aumento) redução nas contas do ativo				Despesas relativas à construção de ativos próprios	(170.375)	(169.612)
Consumidores, concessionários e permissionários		(58.906)	11.117	Outros	(9.816)	(12.379)
Estoques		(2.970)	(2.827)	Total	(879.124)	(819.831)
Créditos redução receita baixa renda		710	793	3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1-2)	1.024.477	806.141
Serviços em curso		(5.191)	(15.107)	4. DEPRECIAÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO		
Créditos e depósitos vinculados a litígios		24.175	(40.786)	Depreciação e amortização	(70.801)	(71.489)
Créditos compensáveis em recolhimentos futuros		(6.787)	18.150	5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE (3-4)	953.676	734.652
Sub-rogação da CCC		319	3.965	6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		
Títulos e rendas a receber, títulos e valores mobiliários e despesas antecipadas		1.462	(528)	Receitas financeiras	97.282	65.555
Outros devedores		(10.432)	1.941	Total	97.282	65.555
Subtotal		(57.620)	(23.282)	7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5+6)	1.050.958	800.207
Aumento (redução) nas contas do passivo				8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Fornecedores		7.771	(2.135)	8.1 - Pessoal	81.154	68.605
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20 e 21	(81.399)	(94.270)	Remunerações	59.230	57.125
Impostos, contribuições sociais e parcelamentos		59.295	(1.422)	FGTS	7.109	4.285
Taxas regulamentares		10.271	3.270	Entidades de previdência privada	3.401	3.155
Obrigações do Programa de Eficiência Energética		8.501	5.330	Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT	8.346	5.849
Obrigações estimadas		562	684	Convênios assistenciais e outros benefícios	4.510	5.896
Plano de aposentadoria e benefícios pós-emprego		11	70	Diversos	13.491	12.053
Outros credores		(16.611)	(58.448)	Transferências p/ordens em curso (imobilizado)	(14.933)	(19.758)
Subtotal		(11.599)	(146.921)	8.2 - Impostos, taxas e contribuições	646.432	524.798
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais		257.952	57.832	Governo Federal	358.166	287.638
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				Governo Estadual	287.669	236.635
Ativo Financeiro e Intangível dos contratos de concessão		(164.901)	(170.032)	Governo Municipal	597	525
Acréscimo de obrigações especiais		25.875	66.224	8.3 - Remuneração de capitais de terceiros	171.578	121.410
Outras		(816)	(371)	Encargos de dívidas e variações monetárias	95.612	82.050
Caixa líquido usado nas atividades de investimento		(139.842)	(104.179)	Aluguéis e arrendamentos	2.018	1.463
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				Outras despesas financeiras	73.948	37.897
Integralização de capital		-	70.056	8.4 - Remuneração de capitais próprios	151.794	85.394
Operações de mútuo com partes relacionadas - líquido		28.353	10.390	Dividendos	15.651	-
Novos empréstimos e financiamentos	20 e 21	160.522	27.713	Juros sobre o capital próprio	24.000	30.000
Pagamentos de empréstimos - principal	20 e 21	(156.209)	(36.935)	Lucros retidos	112.143	55.394
Pagamentos de Swap	22	(6.293)	-			
Pagamentos de dividendos	29	(95.453)	(8.091)			
Pagamentos de juros sobre o capital próprio	29	(32.479)	(21.514)			
Caixa líquido (usado)/gerado nas atividades de financiamento		(101.559)	41.619			
Aumento de caixa e equivalentes de caixa		16.551	(4.728)			
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	6	99.591	104.319			
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	6	116.142	99.591			

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

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 Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. (Companhia ou ENERSUL) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada integralmente pela Rede Energia S.A., atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.316 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 844.243 consumidores em 73 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 endividamento financeiro, principalmente para investimentos no ativo intangível. O acordo de investimento firmado com o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FI-FGTS) e a obtenção de renovação de linhas de crédito com instituições financeiras, visa investir na construção, modernização, reforma, manutenção, ampliação ou implantação de empreendimentos de infraestrutura.

2. DAS CONCESSÕES

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 001/1997, assinado em 4/12/1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 4/12/2027, 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;
- 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-gereciáveis" das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.
- Parcela "B": Compreende os custos "gereciáveis", 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.

O contrato de concessão de distribuição de energia da Companhia estabelece a tarifa inicial e, prescreve os seguintes mecanismos de atualização tarifária que ocorrem anualmente em 8 de abril:

- **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) da Parcela "B" decrescido ou acrescido do Fator "X" (meta de eficiência para o próximo período).

Revisão tarifária extraordinária: Pode ocorrer a qualquer momento quando acontecer um desequilíbrio econômico-financeiro no acordo de concessão.

- **Revisão tarifária periódica:** Objetiva analisar a cada 5 anos o equilíbrio econômico-financeiro 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)	
Taxa de fiscalização - TFSEE (c)	
Programa de incentivo às fontes alternativas de energia - PROINFA (d)	
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (e)	
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (f)	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	
Encargos de transmissão	
Uso das instalações de transmissão	
Uso das instalações de conexão	
Uso das instalações de distribuição	
Transporte de energia proveniente de Itaipu	
Compra de energia elétrica para revenda	
Contratos bilaterais de longo prazo e leilões	
Energia de Itaipu	
Contratos iniciais	
(a) Encargo pago mensalmente, no montante anual equivalente a 2,5% dos investimentos efetuados 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 a 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 a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.	
(h) Representa a parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados a 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 de Furnas Centrais Elétricas S.A., Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e Enerpeixe S.A., bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.	
Para a prestação dos serviços, objeto da concessão acima mencionada, a Companhia possui um quadro próprio de 994 funcionários, 1.277 prestadores de serviços e 42 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 as 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 das demonstrações financeiras financeiras ocorreu na reunião da Diretoria em 13/3/2012.

3.2. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração 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 revisadas 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 revisadas e em quaisquer exercícios futuros afetados. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

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

3.3. Gestão do capital

A Companhia gerencia seu capital com o objetivo de proteger a sua capacidade operacional, mantendo uma estrutura de capital que possa oferecer o maior retorno possível aos seus acionistas, no entanto sem que isto a onere.

Similar a outras Companhias do mercado, a Companhia monitora seu capital com base no índice 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 descritos na nota explicativa nº 22.

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)	43.941	(5.943)	37.998
Total do realizável a longo prazo	543.741	(5.943)	537.798
Total do ativo não circulante	1.323.625	(5.943)	1.317.682
TOTAL DO ATIVO	1.761.363	(5.943)	1.755.420
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e Financiamentos	560.979	(10.734)	550.245
Financiamento por arrendamento mercantil	-	4.791	4.791
Total do passivo não circulante	634.850	(5.943)	628.907
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.761.363	(5.943)	1.755.420

(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 site eletrônico da Companhia (www.redenergia.com) no link "Investidores", a partir de 30/4/2012.

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

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

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

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

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

Perda no valor recuperável (impairment): Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável. Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou da unidade geradora de caixa exceder o seu valor recuperável. Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e quando um evento 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 (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo intangível em curso (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: Inclui propriedades para investimentos que representam os bens não utilizados no objetivo da concessão, mantidos para valorização ou renda. A propriedade para investimento é mensurada pelo custo no reconhecimento inicial e subsequentemente ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas no resultado.

Intangível: Incluem o direito de uso dos bens integrantes dos contratos de concessão até o final da concessão. A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos esperados dentro do prazo da concessão, e é reconhecida na rubrica de Custo de Operação e Despesas Operacionais.

Contratos de concessão: Os contratos de concessão são reconhecidos como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível dos contratos de concessões representa o custo amortizado dos bens que compõem a concessão limitados ao final da concessão. O custo compreende o preço de aquisição (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para o mesmo ser capaz de funcionar da forma pretendida pela Administração. A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão representa a depreciação regulatória dos bens individuais. Os ativos intangíveis dos contratos de concessões têm o seu valor testado para perda de recuperabilidade econômica, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. O ativo financeiro refere-se aos investimentos realizados e previstos no contrato de concessão e não amortizados até o final da concessão por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCP 05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências ao longo do prazo de concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica: Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Financeiro e Ativo Intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.

Subvenção e assistência governamental: A partir de 1/1/2008, as subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática. Os valores a serem apropriados no resultado serão destinados a Reserva de Incentivos Fiscais. Atualmente a Companhia não possui subvenções e assistências governamentais.

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 imobilizado operacional da concessão). Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função do valor justo desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia 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.

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 IFRS emitidas pelo IASB (*International Accounting Standards Board*) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2011, sendo elas:

- Emenda da IAS 01 - Apresentação das Demonstrações Contábeis (CPC 26 - R1): Conceitos e forma de apresentação dos resultados abrangentes. Vigência 1/7/2012;
- Emenda da IAS 12 - Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo. Vigência 1/1/2012;

- Emenda da IAS 19 - Benefícios a empregados (CPC 33): Ganhos e perdas 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 enquadrem como uma operação conjunta, deverão ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial e não é mais permitida a consolidação proporcional. Vigência 1/1/2013;
- IFRS 12 - Divulgação de investimentos em outras entidades: Requerimentos de divulgação para entidades que possuem participações em subsidiárias, *joint arrangements*, coligadas e/ou entidades não consolidadas. Vigência 1/1/2013;

- IFRS 13 - Mensuração do valor justo: Estabelece critérios de mensuração e divulgação do valor justo quando for requerido ou permitido por outros IFRS. Vigência 1/1/2013;

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos ou revisões equivalentes às IFRS/IAS acima citadas. A adoção antecipada destes pronunciamentos está condicionada a aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários - CVM. A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.

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.

7.1. Consumidores		Saldos vencidos				Total	Total
Classe de consumidores	Saldos vincendos	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2011	31/12/2010
Circulante							
Residencial.....	63.825	32.291	9.183	14.046	55.520	119.345	84.615
Industrial.....	26.068	4.847	2.395	12.238	19.480	45.548	37.145
Comercio, serviços e outras atividades.....	40.185	10.960	4.641	19.620	35.221	75.406	73.075
Rural.....	10.388	5.693	3.285	8.566	17.544	27.932	21.379
Poder público:							
Federal.....	3.050	214	64	141	419	3.469	3.197
Estadual.....	5.214	2.353	2	4.900	7.255	12.469	10.988
Municipal.....	15.563	4.797	2.638	8.868	16.303	31.866	30.545
Iluminação pública.....	12.599	1.359	687	1.074	3.120	15.719	12.853
Serviço público.....	5.791	178	46	235	459	6.250	5.787
(-) Ajuste a valor presente (c).....	(502)	-	-	-	-	(502)	(184)
Redução de tarifa - irrigação e aquicultura (b).....	37	-	-	-	-	37	-
Redução de uso sistema de distribuição.....	6.084	-	-	-	-	6.084	2.150
Subtotal - Consumidores.....	188.302	62.692	22.941	69.688	155.321	343.623	281.550
Participação financeira do consumidor.....	90	165	152	122	439	529	456
Comercialização na CCEE (a).....	565	-	-	-	-	565	565
Programa emergencial de redução do consumo.....	-	-	-	588	588	588	613
Encargos de capacidade emergencial.....	-	-	-	425	425	425	572
Concessionárias e permissionárias.....	47	-	-	-	-	47	49
Encargos de uso da rede elétrica.....	2.771	-	-	-	-	2.771	2.927
Outros.....	(527)	1.951	1.318	1.319	4.588	4.061	4.091
Total.....	191.248	64.808	24.411	72.142	161.361	352.609	290.823
Não circulante							
Consumidores.....	41.393	-	-	-	-	41.393	18.014
(-) Ajuste a valor presente (c).....	(8.498)	-	-	-	-	(8.498)	(1.848)
Comercialização na CCEE (a).....	3.062	-	-	-	-	3.062	2.467
Redução de uso sistema de distribuição.....	2.615	-	-	-	-	2.615	2.467
Total.....	38.572	-	-	-	-	38.572	18.633

Do valor total de contas a receber em 31/12/2011, R\$91.534 (R\$61.041 em 31/12/2010) se referem a renegociações definidas.

(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\$3.627, 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 e as demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no exercício de 2011 estão sendo liquidadas mensalmente. Os valores da energia no curto prazo e da energia livre estão sujeitos à modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

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

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

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

Saldo em 31/12/2010..... -
Apropriado no exercício..... 123
Atualizado no exercício..... -
Amortizado no exercício..... (86)

Saldo em 31/12/2011..... 37

(c) Ajuste a valor presente
Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do setor. Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 12,81% a.a., que a ANEEL considera como 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

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:

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

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

- a) Construção: o resultado é reconhecido proporcionalmente à execução da obra, de acordo com o CPC 17 - Contratos de Construção; e
- b) Operação e manutenção: A receita é reconhecida de acordo com o CPC 30 - Receitas, no momento em que os riscos e benefícios são transferidos. Os gastos com manutenção são reconhecidos como despesas e, com ampliação capitalizados.

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

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

5.1. Adoção da ICPC 01

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

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

O direito de cobrar reversível 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, que será paga a título de indenização pela União. 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 atualização do ativo financeiro da concessão está sendo realizada com base na metodologia de valorização do ativo imobilizado da concessão, utilizada pelo poder concedente na revisão tarifária que ocorre a cada quatro anos. Essa metodologia de valorização consiste em reavaliar a infraestrutura da distribuição de energia pelo VNR - Valor Novo de Reposição, para compor a Base de Remuneração Regulatória.

A Companhia utiliza o IGP-M como melhor estimativa para atualizar o valor do ativo financeiro da concessão, entre os períodos da revisão tarifária. Quando ocorrer a próxima revisão tarifária prevista para 8/4/2012, esses valores serão ajustados pela variação do VNR apurado na infraestrutura da distribuição. O IGP-M também é utilizado como base para ajuste da tarifa realizada pela ANEEL anualmente. O ativo financeiro da concessão foi classificado como recebível, conforme a OCP 05 - Contratos de Concessão, e sua contrapartida foi registrada no resultado do exercício.

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

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

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2011	31/12/2010

8. TÍTULOS A RECEBER

A Companhia possui contratos particulares de cessão de créditos, correspondentes a precatórios, emitidos pelo Estado do Mato Grosso do Sul, recebidos de diversas prefeituras, para liquidação de contas de energia elétrica vencidas e a vencer, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2011	31/12/2010
Ativo circulante	8.089	8.252
Ativo não circulante	1.377	1.377
Total	9.466	9.629

9. TRIBUTOS A RECUPERAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Imposto de renda e contribuição social:				
Imposto de renda (a)	7.905	6.034	-	-
Contribuição social (a)	1.188	611	-	-
Subtotal	9.093	6.645	-	-
Outros impostos e contribuições a recuperar				
ICMS (b)	16.225	11.810	11.856	11.855
(-) Ajuste a valor presente (594)	(594)	(628)	(2.468)	(2.543)
ICMS Ajustado	15.631	11.182	9.388	9.312
INSS	881	958	-	-
PIS (c)	3.898	3.898	-	-
Outros	18	17	-	-
Subtotal	20.428	16.055	9.388	9.312
Total	29.521	22.700	9.388	9.312

(a) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2011 e anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB.

(b) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo imobilizado será recuperado em até 48 meses. A Companhia procedeu ao cálculo do AVP - Ajustes a Valor Presente utilizando a taxa de 12,81% a.a., que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução ANEEL nº 234 de 31/10/2006. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume da recuperação, não foram divulgados o fluxo de caixa e sua temporalidade, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante. Refere-se a créditos de PIS depositado a maior nos autos do processo 97005217-6, 2ª Vara da Justiça Federal de Campo Grande-MS, aguardando a conversão dos depósitos em renda para compensação com quaisquer tributos administrados pela RFB.

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 de Renda	Imposto de Renda	Contribuição Social
Composição da receita (despesa) com impostos:				
Impostos correntes	(28.471)	(10.394)	(16.388)	(5.930)
Impostos diferidos - variação líquida	(17.699)	(6.301)	(10.703)	(3.756)
	(46.170)	(16.695)	(27.091)	(9.686)

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

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social de Renda	Imposto de Renda	Contribuição Social
Reconciliação para taxa efetiva				
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado) ..	190.983	190.983	90.371	90.371
Adições(exclusões) Permanentes				
Gratificações e participações	2.625	-	2.065	-
Doações	204	204	334	334
Multas indedutíveis	44	-	1.561	-
Efeitos da Lei 11.638/2007	(7.343)	(7.343)	3.246	3.246
Outras	1.547	1.651	13.564	13.666
Subtotal	(2.923)	(5.488)	20.770	17.246
Base de cálculo dos impostos	188.060	185.495	111.141	107.617
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Saldo apurado	(47.015)	(16.695)	(27.785)	(9.686)
Créditos sobre incentivos fiscais	845	-	694	-
Recicla(despesa) com impostos	(46.170)	(16.695)	(27.091)	(9.686)
Taxa efetiva	24,17%	8,74%	29,98%	10,72%

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.

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social de Renda	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para contingências				
trabalhistas e civis (a)	19.244	19.244	20.153	20.153
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	38.517	38.517	40.577	40.577
Provisão para contingências fiscais (a)	45.721	45.721	45.851	45.851
Prejuízos fiscais e base negativa (b)	306.850	226.415	357.143	275.916
Amortização do ágio (c)	204.238	204.238	225.357	225.357
Ajustes da Lei 11.638/2007 (d)	12.546	12.546	5.203	5.203
Base de cálculo dos impostos diferidos	627.116	546.681	694.284	613.057
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	156.779	49.201	173.571	55.175

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

(a) Efetivação da perda
(b) Realização dos Lucros
(c) Perspectiva de realização de ganhos futuros
(d) Realização dos efeitos da Lei 11.638/2007

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Baseada no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis computados de acordo com a Instrução CVM nº 371/2002, a Companhia estima recuperar o crédito tributário, conforme demonstrado abaixo:

	2012	2013	2014	2015	2016	Após 2016	Total
	20.891	21.064	20.172	19.264	18.290	106.299	205.980

10.4. Passivo diferido

	31/12/2011		31/12/2010	
	Imposto de Renda	Contribuição Social de Renda	Imposto de Renda	Contribuição Social
Diferenças temporárias:				
Variação cambial diferida (a)	4.103	4.103	5.430	5.430
Acrescimos moratórios (b)	9.470	9.470	4.513	4.513
Base de cálculo dos impostos diferidos	13.573	13.573	9.943	9.943
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante (outros)	3.393	1.222	2.486	895

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

(a) Realização dos empréstimos
(b) Efetivação da perda

10.5. Movimentação dos tributos diferidos

	31/12/2010		Reconhecidos no resultado		31/12/2011	
Imposto de renda:						
Provisão para contingências trabalhistas e civis	5.071	(259)	4.812	-	4.812	-
Perda no valor recuperável	10.144	(515)	9.629	-	9.629	-
Provisão para contingências fiscais	11.430	-	11.430	-	11.430	-
Amortização de ágio	56.339	(5.280)	51.059	-	51.059	-
Prejuízos fiscais	89.285	(12.573)	76.712	-	76.712	-
Variação cambial diferida	(1.357)	331	(1.026)	-	(1.026)	-
Acrescimos moratórios	(1.128)	(1.239)	(2.367)	-	(2.367)	-
Ajustes da Lei 11.638/2007	1.301	-	1.836	-	1.836	-
Total	171.085	(17.699)	153.386	-	153.386	-
Contribuição social:						
Provisão para contingências trabalhistas e civis	1.825	(93)	1.732	-	1.732	-
Perda no valor recuperável	3.652	(186)	3.466	-	3.466	-
Provisão para contingências fiscais	4.114	-	4.114	-	4.114	-
Amortização de ágio	20.282	(1.901)	18.381	-	18.381	-
Base negativa	24.833	(4.455)	20.378	-	20.378	-
Variação cambial diferida	(488)	119	(369)	-	(369)	-
Acrescimos moratórios	(406)	(446)	(852)	-	(852)	-
Ajustes da Lei 11.638/2007	468	661	1.129	-	1.129	-
Total	54.280	(6.301)	47.979	-	47.979	-

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 modernidade 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 período:

	Saldo em 31/12/2010	Valor provisionado	Valor homologado	Valor recebido	Saldo em 31/12/2011
	4.477	1.590	9.982	(12.282)	3.767

12. OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Adiantamentos a empregados	708	829	-	-
Adiantamentos a fornecedores	2.209	1.591	-	-
Alienação de bens e direitos	1.209	-	-	-
Dispêndios a reembolsar	1.213	1.595	-	-
Convênios de arrecadação	2.345	2.116	-	-
Cheques em cobrança especial	520	396	-	-
Desativações em curso (a)	976	1.079	-	-
Padrão baixa renda	6.002	1.573	-	-
Programa eficiência energética	1.794	1.943	-	-
Despesas pagas antecipadamente	178	113	-	-
Sub-rogação da CCC	-	319	-	-
Plano de universalização	-	-	2.341	-
Títulos de capitalização	-	-	-	1.548
Outros créditos a receber	1.906	1.525	-	-
	19.060	13.079	2.341	1.548

(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.

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 empresas relacionadas

Transações de mútuos:	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010
Receitas financeiras	-	2.028	3.324
Despesas financeiras	-	(680)	(1.093)
Outras receitas:			
Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A.	Coligada	4	5
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	150	118
		154	123

Custo na compra de energia elétrica (a):	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada	(4.330)	(4.542)
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	(1.815)	(1.492)
		(6.145)	(6.034)

Custo de prestação de serviços:	Relacionamento	31/12/2011	31/12/2010
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	(4.635)	(4.045)

SALDOS ATIVOS

Não circulante		31/12/2011	31/12/2010
Conta corrente (b):			
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	Coligada	11.581	22.594
Total		11.581	22.594

SALDOS PASSIVOS

Circulante		31/12/2011	31/12/2010
Fornecedores (a):			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	390	360
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada	132	517
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	59	190
		581	1.067

Dividendos:		31/12/2011	31/12/2010
Rede Power Energia S.A.	Coligada	8.602	-
Rede Energia S.A.	Controladora	13.011	-
		21.613	-

Juros sobre capital próprio a pagar:

Rede Power Energia S.A.	Coligada	-	3.381
Rede Energia S.A.	Controladora	-	5.113
		-	8.494

Conta corrente (b):

Não circulante		31/12/2011	31/12/2010
Valores a reembolsar:			
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	Coligada	7	7
		7	7

Conta corrente (b):		31/12/2011	31/12/2010
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	Coligada	16.106	-
		16.106	-
Total		16.113	7

(a) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal de nossos negócios

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

Taxas anuais de amortização %		Taxas anuais de amortização %	
Geração:		Comercialização:	
Equipamento geral.....	10,00	Equipamento geral.....	10,00
Reservatórios, barragens e adutoras.....	2,00	Edificações.....	4,00
Turbina hidráulica.....	2,50		
Distribuição:		Administração central:	
Barra de capacitores.....	5,00 - 6,70	Veículos.....	20,00
Chave de distribuição.....	3,30 - 6,70	Equipamento geral.....	10,00
Condutor do sistema.....	2,50 - 5,00		
Estrutura do sistema.....	2,50 - 5,00		
Regulador de tensão.....	3,50 - 4,80		
Transformador de distribuição.....	5,00		

Dos bens vinculados à concessão

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

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

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

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

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

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

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

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

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

	Ativo intangível		Ativo financeiro		Total
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	
Participação do consumidor.....	(37.143)	(32.052)	(2.421)	(1.564)	(39.564)
Participação da União.....	(16.144)	(18.785)	(15.038)	(13.276)	(31.182)
Participação do Estado.....	(19.744)	(20.964)	(441)	(420)	(20.185)
Participação dos Municípios.....	(3.320)	(737)	(418)	(13)	(3.738)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido.....	(89.120)	(95.165)	(3.273)	(3.155)	(92.393)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D ..	(2.697)	(2.863)	(60)	(57)	(2.757)
Universalização do serviço público de energia elétrica	(102.125)	(102.558)	(3.216)	(1.744)	(105.341)
Total	(270.293)	(273.124)	(24.867)	(20.229)	(295.160)

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.

16.1. 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\$317.161, para atendimento a 36.934 ligações. Dos contratos já foram investidos R\$303.218, ligando 37.038 novos consumidores. Do contrato em andamento no montante R\$75.144 para atendimento a 7.558 consumidores, foram investidos R\$41.926 e ligados 7.438 consumidores, serão investidos R\$5.552 para atender a 120 novos consumidores até 31/12/2012.

16.2. Ágio - Incorporação de controladora

Atividades não vinculadas à concessão

	31/12/2011	31/12/2010
Ágio na incorporação de sociedade controladora.....	343.951	343.951
(-) Amortização acumulada do ágio.....	(139.713)	(118.594)
(-) Benefício fiscal (vide nota explicativa nº 8.3).....	(204.238)	(225.357)
	-	-

O ágio é proveniente da incorporação, em abril/2005, da parcela cindida da anterior controladora Magistra Participações S.A., representada pelo ágio pago por esta quando da aquisição de ações de emissão da Companhia, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/1999 e 349/1999 e que, conforme determinação da ANEEL, será amortizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia.

16.3. Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em virtude do disposto na Resolução ANEEL nº 001, de 24/12/1997 e Deliberação CVM nº 193, de 11/7/1996, 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 imobilizado em curso, estão registrados como custo desse ativo, no montante de R\$2.905 (R\$1.291 em 31/12/2010).

17. FORNECEDORES

	31/12/2011	31/12/2010
Suprimento de energia elétrica.....	64.253	57.484
Energia livre - CCEE.....	2.468	2.468
Encargos de uso da rede elétrica.....	2.994	11.961
Materiais e serviços.....	41.542	31.221
Total	111.257	103.134

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Obrigações fiscais Federais:				
Imposto de renda.....	10.383	-	-	-
Contribuição social.....	3.699	-	-	-
Subtotal	14.082	-	-	-
Outras obrigações fiscais Federais:				
IRRF.....	3.716	2.029	-	-
Previdência social.....	2.120	1.926	-	-
FGTS.....	516	486	-	-
PIS.....	3.681	3.406	-	-
COFINS.....	16.929	15.686	-	-
Outros.....	479	37	-	-
Subtotal	27.441	23.570	-	-
Parcelamentos:				
Parcelamento ordinário - PIS (a).....	1.537	-	4.868	-
Parcelamento ordinário - COFINS (a).....	7.073	-	22.399	-
Subtotal	8.610	-	27.267	-
Total de obrigações fiscais Federais	50.133	23.570	27.267	-

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Obrigações fiscais Estaduais:				
ICMS.....	29.961	21.548	-	-
Total de obrigações fiscais Estaduais	29.961	21.548	-	-
Obrigações fiscais Municipais:				
ISS.....	728	639	-	-
Total de obrigações fiscais Municipais	728	639	-	-
Total de outras obrigações fiscais	66.740	45.757	27.267	-
Total de obrigações fiscais	80.822	45.757	27.267	-

(a) Parcelamento ordinário: Em 31/3/2011 a Companhia protocolou e recebeu o deferimento junto a Receita Federal do Brasil - RFB, pedido de parcelamento de débitos de PIS e COFINS relativo ao período de outubro/2010 a fevereiro/2011 a ser pago em 60 parcelas mensais atualizadas pela SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia, sendo a primeira parcela paga em 29/3/2011.

19. CONSUMIDORES - DEVOLUÇÃO TARIFÁRIA

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

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

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

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

Saldo em 31/12/2010	24.028
Atualizado no período.....	3.350
Amortizado no período.....	(27.185)
Saldo em 31/12/2011	193

20. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

20.1. Composição

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
BNDES - URTJLP.....	2.208	-	4.421	2.223
Eletrobrás.....	12.940	70.679	11.291	76.030
Investimentos.....	3.330	3.006	4.591	6.286
FINAME.....	488	1.437	231	1.487
Capital de giro - CDI.....	91.090	474.293	71.541	472.966
Subtotal	110.056	549.415	92.075	558.992
(-) Custo de transação.....	(3.917)	(10.510)	(4.522)	(14.428)
Total moeda nacional	106.139	538.905	87.553	544.564
Moeda estrangeira:				
Tesouro Nacional.....	1.007	12.193	1.821	11.624
Subtotal	1.007	12.193	1.821	11.624
(-) Cauções.....	-	(6.852)	-	(5.943)
Total moeda estrangeira	1.007	5.341	1.821	5.681
Total geral	107.146	544.246	89.374	550.245
Principal.....	104.635	554.756	90.132	564.673
Encargos.....	2.511	(10.510)	(758)	(14.428)

20.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Moeda nacional:				
URTJLP.....	2.593	0,39	6.988	1,07
UFIR.....	83.619	12,68	87.322	13,41
CDI.....	565.383	85,74	544.507	83,63
PRÉ-FIXADO.....	7.876	1,19	12.250	1,88
	659.471	100,00	651.067	100,00
Custo de Transação.....	(14.427)	-	(18.950)	-
Subtotal	645.044	-	632.117	-

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

	Moeda nacional	Moeda estrangeira			
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
2012.....	-	-	-	-	-
2013.....	-	103.918	-	-	103.918
2014.....	-	100.932	-	-	100.932
2015.....	-	99.404	-	-	99.404
2016.....	-	93.691	-	-	93.691
2017.....	-	79.133	-	-	79.133
2018.....	-	59.794	-	-	59.794
2019.....	-	5.052	-	-	5.052
2020.....	-	4.465	-	-	4.465
2021.....	-	2.427	-	-	2.427
2022.....	-	599	-	-	599
2024.....	-	-	-	-	-
	11.341	-	(6.852)	-	4.489
Total	12.193	(10.510)	(6.852)	(6.852)	544.246

20.5. Movimentação de empréstimos e financiamentos

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2010	87.553	544.564	1.821	5.681	639.619
Ingressos.....	10.543	82.544	65.001	-	158.088
Encargos.....	83.292	-	1.514	-	84.806
Varição monetária e cambial.....	40	(43)	(1.806)	1.375	(434)
Transferências.....	92.077	(92.077)	806	(806)	-
Pagamentos de principal.....	(88.092)	-	(65.155)	-	(153.247)
Pagamentos de juros.....	(79.879)	-	(1.174)	-	(81.053)
Transferência de custo de transação.....	(3.917)	3.917	-	-	-
Apropriação de custo de transação.....	4.522	-	-	-	4.522
Atualizações cauções.....	-	-	-	(909)	(909)
Saldo em 31/12/2011	106.139	538.905	1.007	5.341	651.392

21. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

21.1. Composição

Hierarquia do Valor Justo:

	31/12/2011			31/12/2010		
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
Ativos						
Caixa e equivalentes de caixa.....	116.142	7.579	108.563	99.591	8.883	90.708
Passivos						
Instrumentos financeiros derivativos.....	524	-	524	-	-	-
A Companhia não possui nenhuma operação classificada na hierarquia do valor justo nível 3.						
b. Política de utilização de instrumentos derivativos						
A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos, registrados em contas patrimoniais e de resultado, com o propósito de atender as suas necessidades no gerenciamento de riscos de mercado, limitando a variação do indexador. As operações com instrumentos derivativos são realizadas, por intermédio da superintendência financeira de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia.						
A Companhia não possui instrumentos financeiros com derivativos embutidos.						
c. Composição dos saldos registrados em contas patrimoniais de outros ativos e passivos						
Operações passivas						
Objeto de hedge						
de risco de mercado (a)		Indexadores		Vencimento		Valor Valor justo
						nocional 31/12/2011
Swap CAPITAL DE GIRO						
HSBC Bank of Brasil.....		Abr/2012 a Set/2016		80.000		(524)
Ponta ativa.....		CDI + 3,5%				110.802
Ponta passiva.....		132% do CDI +Var.TJLP				111.326
Total CAPITAL DE GIRO.....						(524)
Passivo circulante..... (524)						
(a) Para maiores informações sobre as dívidas em questão, vide nota explicativa nº 20.						
Movimentação das contas patrimoniais de Operações com Swap:						
						Circulante
Saldo em 31/12/2010.....						-
Atualização.....						(6.333)
Pagamento.....						6.293
Ajuste marcação a mercado.....						(484)
Saldo em 31/12/2011.....						(524)

Resultado com derivativos

O resultado efetivo decorrente de operações de instrumentos financeiros derivativos é apresentado na nota explicativa nº 33 Resultado Financeiro.

d. Valor justo dos instrumentos derivativos

A Companhia possui apenas operações de Swap, não possuindo outros instrumentos derivativos. Para a apuração do valor justo foi estimado seu valor presente utilizando-se de uma metodologia comumente empregada pelos participantes do mercado. A metodologia utilizada para o cálculo do valor justo baseia-se na estimativa do valor presente dos pagamentos por meio da utilização de curvas de mercado divulgadas pela BM&FBovespa. A mensuração é considerada nível 2 na hierarquia do valor justo.

e. Exposição cambial sem contratação de instrumentos financeiros derivativos

Tesouro Nacional: Os administradores da Companhia não contrataram instrumentos financeiros derivativos por possuir garantias do principal da dívida em forma de caução em dinheiro (US\$) (vide nota explicativa nº 20). Esta garantia destina-se exclusivamente a liquidação do principal da dívida com vencimento em abril/2024, não se permitindo o ressarcimento de tais garantias em amortizações antecipadas.

f. Garantias: As garantias dadas são mencionadas na nota explicativa nº 20 e não existem garantias tomadas.

22.1. 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.

22.2. Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia possui procedimentos de controles preventivos e detectivos que monitoram sua exposição aos riscos de crédito, de mercado e de 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). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 7). 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 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 à Instituições Financeiras de primeira linha.

O principal risco de mercado que pode 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 foram definidas pela Administração as taxas divulgadas pela BM&F, e o cenário possível e o remoto, uma deterioração de 25% e 50% respectivamente nas variáveis. A base de cálculo utilizada é o valor apresentado nas notas explicativas nº 6, nº 20 e nº 21. Para os ativos e passivos financeiros foi fixado um período de um ano para verificação do impacto no resultado financeiro, sendo desconsiderado os pagamentos do período.

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%)
Ativos Financeiros				
Recebíveis.....	6.853	430	2.251	4.072
Passivos Financeiros				
Mensurado pelo custo amortizado.....	(13.201)	(829)	(4.336)	(7.844)
Total.....	(6.348)	(399)	(2.085)	(3.772)

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.

26. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	31/12/2011			31/12/2010		
	Provisão no exercício	Saldo	Depósitos judiciais	Provisão no exercício	Saldo	Depósitos judiciais
Trabalhistas (a).....	(1.156)	12.434	36.465	(6.377)	13.590	26.461
Cíveis - consumidores (b).....	115	6.678	5.571	(2.215)	6.563	3.854
Fiscais e tributárias (c)						
PIS.....	1	45.663	46.028	-	45.662	46.028
COFINS.....	-	-	3.149	-	-	3.149
Imposto de Renda.....	-	-	2.284	-	-	1.067
Contribuição Social.....	-	-	774	-	-	336
Previdência Social.....	-	-	3.029	-	-	3.029
Outros.....	-	189	807	-	189	360
Subtotal.....	1	45.852	56.071	-	45.851	53.969
Total.....	(1.040)	64.964	98.107	(8.592)	66.004	84.284

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31/12/2010.....	6.563	13.590	45.851	66.004
Constituição.....	1.030	1.815	1	2.846
Baixas/reversão.....	(915)	(2.971)	-	(3.886)
Saldo em 31/12/2011.....	6.678	12.434	45.852	64.964

Contingências passivas possíveis de perda (d):

	Cíveis	Trabalhistas	Fiscais	Total
31/12/2010.....	47.027	20.794	149	67.970
31/12/2011.....	60.790	31.539	104	92.433

(a) 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 sobrevivência, 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.

(b) 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; a cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como a 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.

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

(c) As ações judiciais de natureza tributária possuem depósito judicial. Dentre elas, destaca-se a ação sobre PIS, que discute a inconstitucionalidade de sua cobrança, em vista do disposto no parágrafo 3º do artigo 155 da Constituição Federal.

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. As ações judiciais de natureza trabalhista e cível cujas chances de êxito são possíveis referem-se, em sua grande maioria as discussões mencionadas nos itens (a) e (b) acima.

Risco de indexadores

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
CDI.....	(828)	1.676	4.181
TR.....	-	30	59
Passivos Financeiros			
TJLP.....	-	(41)	(81)
CDI.....	5.160	(10.445)	(26.052)
IPCA.....	433	45	(343)
Total.....	4.765	(8.735)	(22.236)

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 apresentado na nota 20.5 e 21.3.

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 a manutenção de determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos.

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.

22.3. 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.

23. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2011	31/12/2010
Quota de Reserva Global de Reversão - RGR.....	3.566	1.054
Quota da Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	9.222	4.932
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.....	6.138	2.751
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	221	185
Encargo Capacidade Emergencial - ECE.....	586	540
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE.....	2	2
Total.....	19.735	9.464

24. OBRIGAÇÕES DO PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de 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 (FNDCCT) 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 Desenv. Científico Tecnológico - FNDCCT.....	429	311	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME.....	215	156	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.....	8.774	7.615	1.723	148
Programa de Eficiência Energética - PEE.....	29.653	28.146	5.431	-
Total.....	39.071	36.228	7.154	148

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 1.644/2009-SFF/ANEEL de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24/10/2006, com validade a partir de 1/1/2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Entre 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 FNDCCT e ao MME.

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

25. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS - TRABALHISTAS

	31/12/2011	31/12/2010
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias).....	12.871	10.826
Provisões de impostos sobre folha de pagamento (13º salário e férias).....	2.824	4.307
Total.....	15.695	15.133

27. OUTROS PASSIVOS

	31/12/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Energia no curto prazo - CCEE - Liminares.....	-	1.666	-	2.017
Energia no curto prazo - CCEE - Sub Judge.....	-	168	-	168
Credores diversos - consumidores.....	5.417	3.167	-	-
Colaboradores - PL/AGO84.....	644	467	1.314	1.497
Encargos ex-isolados.....	-	-	-	-
Arrecadação de terceiros a repassar.....	3.432	1.509	-	-
Outras.....	81	70	649	649
Total.....	9.574	5.213	3.797	4.331

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO**28.1. Capital Social**

O capital social da Companhia em 31/12/2011 e 31/12/2010 é de R\$533.468 e sua composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

	Número de ações	
	Ordinárias	%
Rede Energia S.A.....	35.155.269.868	60,16
Rede Power do Brasil S.A.....	23.243.342.380	39,77
Outros.....	42.456.315	0,07
Total.....	58.441.068.563	100,00

Os acionistas terão direito de receber como dividendos obrigatórios, em cada exercício, no mínimo 25% do lucro líquido ajustado.

28.2. Reservas

	31/12/2011	31/12/2010
Reservas de capital		
Juros de obras em andamento.....	1.650	1.650
Ágio na incorporação de sociedade controladora.....	116.944	116.944
Total.....	118.594	118.594
Reservas de lucros		
Reserva legal.....	31.611	24.021
Retenção de lucros.....	104.572	101.518
Total.....	136.183	125.539

29. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

Demonstramos a seguir o cálculo dos dividendos relativo ao exercício findo em 31/12/2011, a ser submetido à Assembleia Geral dos Acionistas para aprovação:

	31/12/2011	31/12/2010
Lucro líquido no exercício.....	151.795	85.394
Prejuízo acumulado decorrente das mudanças de prática contábil.....	-	(18.368)
Total.....	151.795	67.026
Reserva legal (5%).....	(7.590)	(3.351)
Base de cálculo para dividendos mínimos.....	144.205	63.675
Percentual sobre o lucro.....	25%	25%
Dividendo mínimo obrigatório.....	36.051	15.919

Dividendos e juros sobre o capital próprio propostos:

Juros sobre o capital próprio (RCA 4/8/2010 e 28/12/2010).....	-	30.000
Juros sobre o capital próprio (RCA 21/12/2011).....	24.000	-
Impostos de renda retido na fonte relativo aos juros sobre o capital próprio.....	(3.600)	(4.500)
Total.....	20.400	25.500

Dividendos propostos.....	15.651	-
Total.....	36.051	25.500

<

31. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA					31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
	31/12/2011		31/12/2010		RS	RS	RS	RS
	MWh	MWh	MWh	MWh				
Energia de Itaipu - Binacional.....	821.122	840.621	71.252	78.583				
Energia de leilão.....	2.826.462	2.494.185	262.461	222.960				
Energia bilateral.....	974.288	974.113	138.786	139.607				
Energia de curto prazo - CCEE.....	66.904	66.454	17.688	3.448				

32. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

Despesas:	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Pessoal.....	-	-	(25.594)	(22.288)	-	-	-	-
Administradores.....	-	-	(5.773)	(4.474)	-	-	-	-
Material.....	-	-	(1.943)	(1.702)	-	-	-	-
Serviço de terceiros.....	(13.794)	(12.346)	(38.613)	(29.454)	-	-	-	-
Depreciação e amortização.....	-	-	(15.078)	(17.325)	-	-	-	-
Arrendamentos e aluguéis.....	-	-	(1.669)	(1.338)	-	-	-	-
Doações, contribuições e subvenções.....	-	-	(204)	(704)	-	-	-	-
Provisões (líquidas de reversão).....	2.060	653	-	-	-	-	1.040	8.591
Outros.....	(382)	(138)	(5.027)	(1.238)	-	-	(2.543)	(2.244)
Subtotal de despesas	(12.116)	(11.831)	(93.901)	(78.523)	-	-	(1.503)	6.347
Outros Resultados:								
Ganhos na alienação de bens e direitos.....	-	-	-	-	4.171	557	-	-
Recuperação Fundação ENERSUL.....	-	-	-	-	1.897	1.846	-	-
Perdas na alienação de bens e direitos.....	-	-	-	-	-	-	(946)	(2.736)
Perdas na desativação de bens e direitos.....	-	-	-	-	-	-	(7.078)	(5.254)
Outros.....	-	-	-	-	(174)	(170)	(1)	(245)
Subtotal de outros resultados	-	-	-	-	5.894	2.233	(8.025)	(8.235)
Total	(12.116)	(11.831)	(93.901)	(78.523)	5.894	2.233	(9.528)	(1.888)

Despesas com pessoal:	Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2011	31/12/2010
Remuneração.....	(19.848)	(17.076)
Encargos sociais - INSS.....	(3.293)	(3.394)
Encargos sociais - FGTS.....	(931)	(824)
Programa de incentivo à aposentadoria.....	(1.221)	(949)
Indenização sobre o saldo do FGTS.....	(301)	(45)
Total	(25.594)	(22.288)

33. RESULTADO FINANCEIRO

Receitas financeiras:	31/12/2011	31/12/2010
	Renda de aplicação financeira.....	13.988
Mútuo com partes relacionadas.....	2.028	3.324
Juros ativos.....	177	2.095
Varição monetária.....	-	2
Varição cambial.....	6.675	2.510
Acrescimos moratórios.....	29.787	25.000
Operações com swap.....	1.375	-
Marcação a mercado - swap.....	11.034	-
Ajuste a valor presente.....	24.765	22.329
Outras receitas financeiras.....	7.453	570
Total das receitas financeiras	97.282	65.555
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas		
Moeda nacional.....	(84.506)	(78.372)
Moeda estrangeira.....	(2.436)	(778)
Mútuo com partes relacionadas.....	(680)	(1.093)
Subtotal	(87.622)	(80.243)
Varições monetárias		
Moeda estrangeira.....	(7.991)	(1.806)
Subtotal	(7.991)	(1.806)
Juros/multas.....	(7.730)	(4.341)
Operações com swap.....	(7.708)	-
Marcação a mercado - swap.....	(11.518)	-
Ajuste a valor presente.....	(31.624)	(19.083)
Outras despesas financeiras.....	(15.368)	(14.473)
Total das despesas financeiras	(169.561)	(119.946)
Resultado financeiro	(72.279)	(54.391)

34. LUCRO POR AÇÃO

Resultado básico por ação	Exercícios findos em	
	31/12/2011	31/12/2010
Numerador		
Lucro líquido do exercício		
Para acionistas ordinários.....	151.795	85.394
	151.795	85.394
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações ordinárias.....	58.441.069	53.369.519
	58.441.069	53.369.519
Resultado básico por ação		
Ações ordinárias.....	0,00260	0,00160

35. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

A Companhia possui programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente negociado com o sindicato da categoria. O montante dessa participação registrada como custo operacional e paga no exercício de 2011 pela Companhia foi de R\$5.401 (R\$4.900 em 31/12/2010).

36. REAJUSTE TARIFÁRIO

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

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

37. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO

A Companhia é patrocinadora da Fundação ENERSUL, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia, por meio de dois planos de benefícios, a saber:

Plano de Benefícios I:

Instituído em 18/7/1989, encontra-se em extinção desde 1/5/2002, data em que foi bloqueada a adesão de novos participantes. São assegurados os seguintes benefícios suplementares:

- Complementação de aposentadoria por tempo de contribuição;
- Complementação de aposentadoria especial;
- Complementação de aposentadoria por idade;
- Complementação de aposentadoria por invalidez;
- Complementação de pensão por morte; e

MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR Presidente do Conselho	
ALBERTO JOSÉ RODRIGUES ALVES Conselheiro Vice-Presidente	ANTONIO DA CUNHA BRAGA Conselheiro
RAUL TOSCANO DE BRITO NETO Conselheiro	PLÁCIDO GONÇALVES MEIRELLES Conselheiro
CARMEM CAMPOS PEREIRA Conselheira	

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL Campo Grande - MS

Examinamos as demonstrações financeiras da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial, em 31 de dezembro de 2011, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras,

Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA.....	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
	MWh	MWh	RS	RS
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo.....	-	-	(32.637)	(31.580)
Total	4.778.340	4.466.008	474.031	430.131

Despesas com pessoal:	Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2011	31/12/2010
Remuneração.....	(19.848)	(17.076)
Encargos sociais - INSS.....	(3.293)	(3.394)
Encargos sociais - FGTS.....	(931)	(824)
Programa de incentivo à aposentadoria.....	(1.221)	(949)
Indenização sobre o saldo do FGTS.....	(301)	(45)
Total	(25.594)	(22.288)

• Abono anual.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos assistidos.

Plano de Benefícios II:

Instituído em 1/5/2002, encontra-se em manutenção. A última alteração do regulamento foi efetuada em atendimento à Resolução CGPC 19, de 25/9/2006, tendo sido aprovada pela Secretaria de Previdência Complementar do MPS, por meio do Ofício Circular nº 1.530/SPC/DETEC/CGAT, de 24/5/2007. Assegura os seguintes benefícios:

- Aposentadoria normal ou antecipada;
- Aposentadoria por invalidez;
- Pensão por morte de ativo; e
- Pensão por morte de aposentado.

Durante o prazo de diferimento do benefício, este plano está estruturado na modalidade de Contribuição Definida operacionalizado em cotas patrimoniais.

Quando da concessão, o benefício é pago sob a forma de renda mensal determinada por um fator atuarial sobre o saldo de conta aplicável existente na data do cálculo. O saldo de conta aplicável corresponde ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante. A contribuição da Companhia durante o exercício foi de R\$2.830 (R\$2.464 em 31/12/2010).

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

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

O custeio é efetuado pelos participantes e pela patrocinadora.

37.1. 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 CPA 33 - Benefício a empregados, são conforme segue:

a. Número de participantes/beneficiários:

	Total	
	Plano I	Plano II
Número de participantes.....	4	623
Número de assistidos.....	226	43
Número de pensionistas (famílias).....	89	11
Total	319	677

b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

	Taxa	
	Avaliação Atuarial 2011	Avaliação Atuarial 2010
Taxa de desconto para o cálculo do valor presente.....	5,0% - todos os planos	6,0% líquido - plano de risco 5,5% líquido - demais planos
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos dos planos.....	5,0% - todos os planos	6,0% líquido - plano de risco 5,5% líquido - demais planos
Taxa de crescimento salarial futuro.....	4,81% (2% líquido)	4,08% (2% líquido)

Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

Ramo de seguro	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RO Distribuição.....	30/11/2012	R\$20.000	R\$188
RCG.....	31/10/2012	R\$20.000	R\$167
D&O.....	30/9/2012	R\$45.000	R\$14
Automóvel Facultativo - Casco.....	30/11/2012	100% Tabela FIPE	R\$54
Responsabilidade Civil Facultativa - 1º Risco.....	30/11/2012	Casco = Vlr. de mercado/RCF = R\$300/Danos Morais R\$100	R\$105
Responsabilidade Civil Facultativa - 2º Risco.....	30/11/2012	Danos Materiais e Corporais: R\$300/Danos Morais R\$100	R\$65
Transportes (Fatura Dezembro).....	1/9/2012	RCF = R\$700	R\$1
Vida em Grupo (Fatura Novembro).....	30/11/2012	Até R\$1.500	R\$20

Descrição dos riscos:

Riscos Operacionais (RO): a apólice garante as avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevista e acidental a edifícios, equipamentos, maquinismos, ferramentas, móveis e utensílios, e demais instalações que constituem o estabelecimento segurado descrito na apólice. Trata-se de apólice corporativa com cláusula adicional de reintegração automática.

Responsabilidade Civil Geral (RCG): cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros em decorrência das operações comerciais e industriais. Trata-se de apólice corporativa.

Seguro de D&O: o objetivo do seguro é o pagamento a título de perdas, devido a terceiros pelo segurado decorrente de reclamação, resultante da prática de qualquer ato danoso praticado pelo segurado durante o período de vigência da apólice, em decorrência de sua condição de conselheiro ou diretor da sociedade. Trata-se de apólice corporativa.

Automóveis: cobertura de colisão, incêndio e roubo (casco) e de danos materiais, corporais e morais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

Transportes: cobertura garantindo os reparos ou a reposição dos bens de sua propriedade em decorrência de sinistros ocorridos durante os transportes terrestres, aéreos e lacustres.

MEMBROS DA DIRETORIA

CARMEM CAMPOS PEREIRA Diretora Presidente e de Relação com Investidores	
CYRO VICENTE BOCCUZZI Diretor Vice-Presidente	EDMIR JOSÉ BOSSO Diretor Operacional
JOSÉ CARLOS SANTOS Diretor Financeiro e Administrativo	VALDIR JONAS WOLF Diretor de Regulação
JORGE QUEIROZ DE MORAES JUNIOR Diretor Gerente	

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

Taxa	Avaliação Atuarial 2011		Avaliação Atuarial 2010	
	RS	RS	RS	RS
Taxa de crescimento real dos benefícios:				
da Previdência Social.....	-	-	-	-
do plano.....	-	-	-	-
Taxa de inflação.....	2,81%		2,08%	
Fator de capacidade:				
dos salários.....	1,00		1,00	
dos benefícios.....	1,00		1,00	
Tábua de mortalidade geral.....	AT 2000 - Male		AT 2000 - Male	
Tábua de mortalidade de inválidos.....	IBGE 2010,		IBGE 2009,	
	ambos os sexos		ambos os sexos	
Tábua de entrada em invalidez.....	Nula		Nula	
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 exercício, 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:

	Plano de benefícios I		Plano de benefícios II		Total
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	
1. Exigível atuarial.....	74.416	135.282	209.698		
2. Benefícios concedidos - BD					
Aposentadoria.....	56.954	4.152	61.106		
Invalidez.....	5.684	1.864	7.548		
Pensão.....	11.778	2.433	14.211		
3. Benefícios a conceder					
Benefício definido.....	-	9.835	9.835		
Contribuição definida.....	-	116.998	116.998		

d. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido:

	Plano I	
	31/12/2011	31/12/2010
Valor presente da obrigação de benefício definido		
Saldo no início do exercício	71.370	69.368
Custo do serviço corrente.....	2.884	2.002
Custo dos juros.....	3.568	3.815
Benefícios pagos.....	(6.117)	(5.281)
(Ganhos)/Perdas atuariais.....	2.711	1.466
Saldo no final do exercício	74.416	71.370
Valor justo dos ativos do plano		
Saldo no início do exercício	<	