

## **CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSSES S.A. - CEMAT**

### **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013, 2012 E 1º DE JANEIRO DE 2012**

**(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)**

#### **1. CONTEXTO OPERACIONAL**

A Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT (“Companhia” ou “CEMAT”), é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, sob o controle acionário da Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial”, que atua na área de distribuição de energia elétrica além da geração própria por meio de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão legal que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.358 km<sup>2</sup>, atendendo 1.219.489 consumidores em 141 municípios, sendo as cidades de Cuiabá, Várzea Grande, Rondonópolis e Sinop com maior número de clientes, nessa ordem. Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que é vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

A Sede administrativa da empresa está localizada na rua Manoel dos Santos Coimbra, n.º 184, CEP 78.010-900, bairro Bandeirantes – Cuiabá – Mato Grosso.

O Contrato de Concessão de Distribuição Nº 03/97 foi outorgado pelo Decreto de 10 de dezembro de 1997, publicado no Diário Oficial da União de 11 de dezembro de 1997, válido até 11 de dezembro de 2027, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme a Lei 12.783/2013.

Segundo o contrato de concessão, a Companhia passará por processos de Revisão Tarifária a cada cinco anos e por processo de Reajuste Tarifário anualmente. Sem prejuízo dos reajustes e revisões periódicas, caso haja alterações significativas nos custos da concessionária, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pelo poder concedente durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico financeiro do Contrato.

A Denerge - Desenvolvimento Energético S.A. – em “Recuperação Judicial” 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.

#### **1.1. Intervenção administrativa da ANEEL**

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.647, de 31/8/2012, determinou, cautelarmente, a intervenção administrativa na Companhia, por um prazo de 1 (um) ano, contado da edição desta resolução, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL.

Através da Resolução Autorizativa n.º 4.282, de 20 de agosto de 2013, a ANEEL prorrogou, pelo prazo de 2 (dois) anos, a intervenção administrativa na CEMAT, determinada pela Resolução Autorizativa n.º 3.647 de 31 de agosto de 2012, continuando inalteradas as disposições anteriores.

A presente intervenção tem como objetivos a defesa do interesse público, a preservação do serviço adequado aos consumidores e a gestão dos negócios da concessionária, assegurando o cumprimento das obrigações legais e contratuais vinculadas ao Contrato de Concessão.

Conforme a Resolução n.º 3.647/2012, ao interventor são conferidos plenos poderes de gestão e administração sobre as operações e os ativos da concessionária, competindo-lhe, entre outras atribuições fixadas pela ANEEL:

- praticar ou ordenar atos necessários à consecução dos objetivos da intervenção;
- identificar e relatar à ANEEL quaisquer irregularidades, eventualmente praticadas pelos administradores da concessionária, decorrentes de atos ou omissões;
- zelar pelo integral cumprimento de todas as disposições e obrigações estabelecidas no respectivo contrato de concessão, em particular quanto à preservação e quantificação dos bens reversíveis vinculados à prestação do serviço concedido;
- implementar as práticas contábeis conforme determina o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica;
- apresentar os relatórios de auditoria contábil-financeira, nas datas-bases de assunção e de encerramento da intervenção, elaborados por empresa de auditoria independente;
- disponibilizar os dados e as informações necessários à análise jurídica, contábil, financeira, operacional e técnica da concessionária, além de outros que viabilizem a formulação e apresentação, ao acionista controlador, de propostas de investidores interessados na aquisição das ações de controle da concessionária;
- para os atos de alienação, disposição ou oneração do patrimônio da concessionária, contratações e demissões de cargos de Diretoria e Assessoramento, bem como de todo e qualquer cargo cujo salário corresponda a valor igual ou superior a R\$ 20.000,00 mensais, o interventor necessitará de prévia e expressa autorização da ANEEL;
- convocar, com exclusividade, a Assembleia geral nos casos em que julgar conveniente; e
- levantar o balanço geral e o inventário de todos os livros, documentos, dinheiro e demais bens da concessionária, ainda que em poder de terceiros, a qualquer título.

A intervenção não afetou o curso regular dos negócios da concessionária, nem seu normal funcionamento e foram imediatamente afastados do exercício dos seus mandatos os Diretores, os membros dos Conselhos de Administração e do Conselho Fiscal.

As atribuições dos administradores da concessionária são exercidas, exclusivamente, pelo interventor, que decide, inclusive, sobre a nomeação de dirigentes.

A assembleia de acionistas da concessionária subsiste durante a intervenção sem, todavia, intervir na gestão dos negócios.

A assembleia de acionistas da concessionária teve um prazo de 60 (sessenta) dias para apresentar à ANEEL um plano de recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção, contendo no mínimo:

- discriminação pormenorizada dos meios de recuperação a serem empregados;
- demonstração de sua viabilidade econômico-financeira;
- proposta de regime excepcional de sanções regulatórias para o período de recuperação; e
- estipulação do prazo necessário para o alcance dos objetivos principais, que não poderá ultrapassar o termo final da concessão.

A intervenção poderá ser encerrada antes do prazo estabelecido em caso de deferimento pela ANEEL do plano de recuperação e correção das falhas e transgressões.

## **1.2. Plano de Recuperação da CEMAT**

Em 31 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.647/2012 (“Resolução”), determinou a intervenção administrativa na Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT (“Companhia”), pelo prazo de 1 (um) ano, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL. Nos termos do § 3º do artigo 3º da Resolução, os acionistas da Companhia teriam que apresentar no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da intervenção, um Plano de Recuperação e Correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 26 de outubro de 2012, o representante legal do acionista controlador protocolizou na ANEEL, um plano de recuperação para análise e aprovação da agência reguladora.

Esse plano está baseado na premissa de entrada de novo controlador, com aporte de novos recursos na Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial”. Após a entrada do novo acionista, a Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial”, injetará diretamente ou via Rede Power do Brasil S.A., recursos na CEMAT.

Em 01 de Outubro de 2013, a Rede Energia S.A. apresentou à ANEEL, um novo plano de recuperação para análise e aprovação da agência reguladora. Esse plano está vinculado à transferência de controle acionário para a Energisa S.A. cujo compromisso de investimento, compra e venda de ações, foi firmado em 11 de julho de 2013.

Em 17 de dezembro de 2013, a ANEEL aprovou através do despacho n.º 4.463/2013 o plano de recuperação da CEMAT apresentado pelo Grupo Rede Energia que foi detalhado e atualizado pelo Grupo Energisa. Em até 60 (sessenta) dias após a transferência do controle societário, o Grupo Energisa deverá comprovar o aporte dos recursos previstos nos planos aprovados para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Os eventos subsequentes a 31 de dezembro de 2013 estão mencionados na nota explicativa 40.

## **1.3. Recuperação Judicial – Rede Energia**

Em 19/12/2012, a acionista direta da CEMAT, Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial” e as coligadas Companhia Técnica de Comercialização de Energia (“CTCE”) em “Recuperação Judicial” e a QMRA Participações S.A. (“QMRA”) em “Recuperação Judicial” tiveram seus pedidos de recuperação judicial (RJ) deferidos nos termos da Lei nº 11.101/2005.

Os planos de recuperação judicial foram apresentados em juízo no dia 15/3/2013, dentro do prazo legal, para ser submetido à deliberação das assembleias gerais de credores das empresas, a serem instaladas no prazo de até 150 (cento e cinquenta) dias, contados do deferimento do processamento dos pedidos de recuperação (art. 56, §1º, da Lei de Recuperação). Esses planos, que foram divulgados aos acionistas e ao mercado na forma da regulamentação vigente, estavam sujeitos às modificações que poderiam ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação das próprias empresas (art. 56, §3º, da Lei de Recuperação).

Em 09 de setembro, o juiz responsável pela recuperação judicial da Rede Energia S/A – “Em Recuperação Judicial”, aprovou o plano deliberado em assembleia de credores do grupo em 5 de julho.

#### 1.4. Compromisso de Investimento, compra e venda de ações e outras avenças

Em 11 de julho de 2013, a controlada Rede Energia S.A. – em Recuperação Judicial publicou fato relevante ao mercado que foi celebrado, naquela data, Compromisso de Investimento, Compra e Venda de Ações e Outras Avenças entre, de um lado, Energisa S.A. e, de outro lado, o Sr. Jorge Queiroz de Moraes Junior, pelo qual este último, mediante a verificação de determinadas condições precedentes, compromete-se a transferir à Energisa S.A. a totalidade de suas ações de emissão da REDE e das sociedades J.Q.M.J. Participações S.A., BBPM Participações S.A., Denerge Desenvolvimento Energético S.A. – em recuperação judicial e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. – em recuperação judicial, participações societárias essas que conferirão à Energisa S.A. o controle indireto da REDE e, por consequência, das demais sociedades do Grupo, inclusive das distribuidoras de energia elétrica ora sob intervenção da ANEEL.

O compromisso assinado é equivalente em seus termos ao compromisso anteriormente celebrado com a Equatorial Energia S.A. e com a CPFL Energia S.A., rescindido no último dia 5/7/2013, e reflete o plano de recuperação judicial votado na assembleia geral de credores realizada na mesma data. A efetiva conclusão do negócio está sujeita a condições precedentes, dentre elas: (i) à obtenção das devidas aprovações por parte dos órgãos públicos competentes e de determinados credores e investidores, nos termos da legislação, contratos e acordos de acionistas aplicáveis (vide nota 1.3); (ii) à aprovação do plano de recuperação das distribuidoras de energia elétrica, apresentado à ANEEL, para levantamento da intervenção (vide nota 40.b); e (iii) à homologação do plano de recuperação judicial apresentado na assembleia geral de credores de 5/7/2013, no âmbito da recuperação judicial da REDE, ajuizada em conjunto com sociedades relacionadas (vide nota 1.3).

Em publicação no diário oficial da União de 16 de outubro de 2013, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), aprovou, sem restrições a aquisição, pela Energisa, do controle acionário da Rede Energia – “Em Recuperação Judicial”.

Os eventos subsequentes a 31 de dezembro de 2013 estão mencionados na nota explicativa 40.

## 2. DAS CONCESSÕES

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 03/1997, assinado em 11/12/1997, o prazo de concessão é de 30 (trinta) anos, com vencimento em 11/12/2027, renovável por igual período.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 3 Usinas Termelétricas, com as respectivas subestações associadas, com vencimento em 10/12/2027. De acordo com tais contratos, as concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia são as seguintes:

	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
<b>Concessão de usinas térmicas</b>				
Concessão de 3 Usinas Termelétricas, são elas: Guariba, Paranorte e Rondolândia.	4,00	1,38	10/12/1997	10/12/2027

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15/3/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30/7/2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora, possuindo 3 usinas termelétricas próprias no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração da Companhia considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização.

Os ativos de geração de energia representam 0,29% de todo ativo financeiro e intangível da concessão da Companhia.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas. As obrigações inerentes à prestação do serviço público concedido são:

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

A concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica se extingue:

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

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

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

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

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

O contrato de concessão de distribuição de energia da Companhia estabelece a tarifa inicial e, prescreve os seguintes mecanismos de atualização tarifária 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 as 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 (cinco) anos, o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá por meio da revisão da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

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

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

Parcela "A"	Parcela "B"
<b>Encargos setoriais</b> 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)	<b>Receita irrecuperável</b>  <b>Despesas de operação e manutenção (g)</b> Pessoal Material Serviços de terceiros Despesas gerais e outras
<b>Encargos de transmissão</b> Uso das instalações de transmissão Uso das instalações de conexão Uso das instalações de distribuição Transporte de energia proveniente de Itaipu	<b>Despesas de capital</b> Cotas de depreciação (h) Remuneração do capital (i)
<b>Compra de energia elétrica para revenda</b> 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. Através do despacho n.º 34 de 10 de Janeiro de 2013, fora revogados as quotas anuais fixadas para 2013.

(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. De acordo com a resolução homologatória n.º 1.421/2013, a partir de fevereiro de 2013, a Cemat fica isenta de pagamento da quota anual da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

(c) Encargo que tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Este é fixado anualmente e pago mensalmente.

(d) Encargo para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado anualmente pela ANEEL, e pago mensalmente pela Companhia.

(e) Encargo com finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e competitividade energética dos estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL.

(f) Referente à aplicação de 1% da receita operacional líquida anual, sendo no mínimo 0,75% em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética no setor elétrico.

(g) Refere-se a parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

(h) Representa à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados.

(i) É a parcela da receita necessária para promover rendimento do capital investido na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

A energia distribuída é substancialmente adquirida via contratos bilaterais aprovados pela ANEEL, bem como a energia proveniente de leilões efetuados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL / Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, vinculados ao Ministério de Minas e Energia - MME. Seu parque gerador, composto por usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados, contribui com aproximadamente 0,01% da totalidade da energia distribuída.

Para a prestação dos serviços, objeto das concessões acima mencionadas, a Companhia possui um quadro próprio de 1.962 funcionários, 1.873 prestadores de serviços e 123 estagiários, em 31/12/2013.

### **3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

#### **3.1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações contábeis**

##### **a. Declaração de conformidade (com relação às práticas contábeis adotadas no Brasil e às normas internacionais de relatório financeiro)**

As demonstrações contábeis 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 pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Essas demonstrações contábeis 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 contábeis foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo seu valor justo no fim de cada período de relatório, conforme descritos nas principais práticas contábeis adotadas (ver nota explicativa n.º 4).

#### **c. Moeda funcional e moeda de apresentação**

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

#### **d. Autorização de emissão das demonstrações contábeis**

A emissão das demonstrações contábeis foi autorizada pela Administração (Interventor) em 3/2/2014.

### **3.2. Uso de estimativas**

A preparação das demonstrações contábeis 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 contábeis. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações contábeis, 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 a:

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

Os eventos mais significativos que produziram alterações nas estimativas da administração, foram:



- MP 579/2012 convertida na Lei nº12.783/2013, que trata, entre outros, da renovação das concessões, e que adotou o Valor Novo de Reposição (VNR) como base para o cálculo da indenização do ativo financeiro;
- Resolução Normativa ANEEL n.º 474/2012 que estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, com efeitos a partir de Janeiro de 2012;
- Revisão de estimativa pela nova administração para a mensuração das provisões e passivos contingentes;
- Revisão de estimativa pela nova administração para a mensuração das perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa – PECLD, especialmente com relação aos valores devidos por órgãos públicos;
- Mudança de prática e impactos da revisão do CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados que alteraram a contabilização dos planos de benefícios definidos e dos benefícios de rescisão.

### **3.3. Gestão do Capital**

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

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

Informações pertinentes aos riscos inerentes a operação da Companhia e a utilização de instrumentos financeiros para dirimir esses riscos, bem como as políticas e riscos relacionados aos instrumentos financeiros, estão descritos na nota explicativa nº 22.

### **3.4. Reapresentação das demonstrações contábeis de 2012**

#### **Mudança de prática e impactos da revisão do CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados**

Conforme mencionado na nota 4, o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, deve ser adotado a partir de 1º de janeiro de 2013. Uma vez que a adoção deste pronunciamento é uma mudança de prática, a qual deve ser retrospectiva conforme IAS 8 / CPC 23, a Companhia está reapresentando, para fins de comparação, o saldo patrimonial de 31 de dezembro de 2012 e de 1º de Janeiro de 2012.

		01/01/2012			31/12/2012		
	Nota	Como Anteriormente Apresentado	CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados	Reapresentado	Como Anteriormente Apresentado	CPC 33(R1) - Benefícios a Empregados	Reapresentado
<b>ATIVO</b>							
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>							
Outros Ativos Circulantes		926.442	-	926.442	902.742	-	902.742
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>926.442</b>	<b>-</b>	<b>926.442</b>	<b>902.742</b>	<b>-</b>	<b>902.742</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>							
<b>Realizável a longo prazo</b>							
Tributos diferidos	10	111.101	4.384	115.485	116.531	5.751	122.282
Outros Realizável a Longo Prazo		853.254	-	853.254	1.273.048	-	1.273.048
<b>Total do realizável a longo prazo</b>		<b>964.355</b>	<b>4.384</b>	<b>968.739</b>	<b>1.389.579</b>	<b>5.751</b>	<b>1.395.330</b>
Investimentos	15	6.428	-	6.428	6.412	-	6.412
Intangível	16	1.649.830	-	1.649.830	1.517.764	-	1.517.764
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>2.620.613</b>	<b>4.384</b>	<b>2.624.997</b>	<b>2.913.755</b>	<b>5.751</b>	<b>2.919.506</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>3.547.055</b>	<b>4.384</b>	<b>3.551.439</b>	<b>3.816.497</b>	<b>5.751</b>	<b>3.822.248</b>

Nota	01/01/2012			31/12/2012		
	Como Anteriormente Apresentado	CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados	Reapresentado	Como Anteriormente Apresentado	CPC 33 (R1) - Benefícios a	Reapresentado
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>						
Outros Passivos Circulantes	1.008.578	-	1.008.578	1.341.664	-	1.341.664
<b>Total do passivo circulante</b>	<b>1.008.578</b>		<b>1.008.578</b>	<b>1.341.664</b>		<b>1.341.664</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>						
Benefícios pós-emprego	7.678	12.894	20.572	-	16.915	16.915
Outros Passivos não Circulantes	1.253.640	-	1.253.640	1.236.277	-	1.236.277
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>1.261.318</b>	<b>12.894</b>	<b>1.274.212</b>	<b>1.236.277</b>	<b>16.915</b>	<b>1.253.192</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
Capital social	28 710.197	-	710.197	710.197	-	710.197
Reservas de lucro	28 324.084	-	324.084	304.484	-	304.484
Outros resultados abrangentes	28 242.878	(8.510)	234.368	223.875	(11.164)	212.711
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>1.277.159</b>	<b>(8.510)</b>	<b>1.268.649</b>	<b>1.238.556</b>	<b>(11.164)</b>	<b>1.227.392</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.547.055</b>	<b>4.384</b>	<b>3.551.439</b>	<b>3.816.497</b>	<b>5.751</b>	<b>3.822.248</b>

### 3.5. Divulgação das demonstrações contábeis regulatórias

Conforme requerido pela Resolução Normativa ANEEL nº 396/2010, as demonstrações contábeis regulatórias estarão disponibilizadas no sítio eletrônico da Companhia ([www.redenergia.com](http://www.redenergia.com)) no link "Investidores", a partir de 30/4/2014.

## 4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

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

### Ativos e passivos financeiros:

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

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

**b. Classificação:** A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias: (i) Mensurados ao Valor Justo por Meio do Resultado, (ii) Mantidos até o vencimento e (iii) Empréstimos e Recebíveis.

i. Mensurados ao valor justo por meio do resultado - são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins

de venda a curto prazo. Os derivativos também são caracterizados como mantidos para negociação, a menos que tenham sido designados como instrumentos de proteção (*hedge*).

ii. Mantidos até o vencimento - são ativos e passivos 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. Após seu reconhecimento inicial são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

iii. Empréstimos e Recebíveis - são ativos e passivos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. São mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

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

**Caixa e Equivalentes de Caixa:** Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis. Equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, alta liquidez e são prontamente 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 baseiam-se nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 (cinco) anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada é 11,36%, 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 a

rubrica "Consumidores". As taxas de descontos refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes aos utilizados pelo mercado, equivalente a 11,36%, 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 para os materiais novos. Os itens recuperados são registrados pelo seu valor residual acrescido dos custos de recuperação, sem exceder o valor realizável líquido.

**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. Tais ativos são mensurados pelo valor reavaliado em agosto de 2001, com revisão em julho de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. O custo compreende o preço de aquisição (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição 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 OCPC 05 - Contratos de Concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências, ao longo do prazo de concessão.

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

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

**Arrendamento mercantil:** Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou

pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros. Quando o arrendamento é classificado como operacional, ou seja, seus riscos e benefícios não são transferidos, os pagamentos efetuados sob arrendamentos operacionais são reconhecidos no resultado pelo método linear pelo prazo do arrendamento.

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

**Transações em moeda estrangeira:** Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia 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.

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

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

**Custo de empréstimos:** Compreendem os juros e outros custos incorridos em conexão com empréstimos de recursos para aquisição, construção ou produção de um ativo, que leve um período substancial de tempo para ficar pronto para seu uso pretendido. Esses custos começam a ser capitalizados quando a Companhia incorre em gastos, custos de empréstimos e as atividades de construção estejam iniciadas, cessando quando substancialmente todas as atividades necessárias estiverem completas. Para empréstimos específicos, o montante capitalizado é o efetivamente incorrido sobre tais empréstimos durante o período, deduzidos de qualquer receita financeira decorrente do



investimento temporário dos mesmos. Para empréstimos genéricos, aplica-se a taxa ponderada dos respectivos custos sobre o saldo vigente, aplicando esta taxa sobre o valor do ativo em construção, sendo esta capitalização limitada ao valor recuperável do ativo.

**Provisões para contingências:** Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

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

**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 nº 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 planos de aposentadoria e pensão, sendo estes contabilizados conforme sua classificação, contribuição definida ou benefício definido. Planos de contribuição definida são aqueles 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 os de benefício definido compreendem todos os planos que não sejam classificados como contribuição definida.

As modificações trazidas pelo CPC 33 (R1) e IAS 19, alteraram a contabilização dos planos de benefícios definidos e dos benefícios de rescisão. A mudança mais significativa refere-se à contabilização das alterações nas obrigações de benefícios definidos e ativos do plano no próprio ano, com a eliminação da "abordagem de corredor" permitida na versão anterior da IAS 19 e o reconhecimento antecipado dos custos de serviços passados. As modificações exigem que todos os ganhos e prejuízos atuariais sejam reconhecidos imediatamente por meio de outro resultado abrangente e no Patrimônio Líquido de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão seja reconhecido na demonstração consolidada da posição financeira para refletir o valor integral do déficit ou superávit do plano.

Os planos de benefício definido têm sua contabilização baseada em avaliações atuariais, sendo o valor presente das obrigações calculado pelo Método Unitário Projetado. A Companhia utiliza-se 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 contábeis.

**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, financiamentos e debêntures, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas nos instrumentos de *hedge* que são reconhecidos no resultado. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado 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:** Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada. 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 contábeis conforme práticas contábeis adotadas no Brasil aplicável às companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.

#### **Novas normas e interpretações ainda não adotadas:**

Algumas normas, emendas e interpretações IFRSs emitidas pelo IASB (*International Accounting Standards Board*) ainda não entraram em vigor para o período findo em 31/12/2013, e que poderiam afetar a Companhia, são elas:

- IFRIC 21 – Orientações sobre o reconhecimento de um passivo oriundo de uma taxa imposta pelo governo, tanto para as taxas que são contabilizadas de acordo com o IAS 37 Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, quanto aquelas em que a data e o valor da taxa são certos. Vigência: 1/1/2014;
- IAS 36 – Redução ao valor recuperável de ativos: Divulgação de valores a recuperar de ativos não financeiros. Vigência: 1/1/2014;

- IAS 39 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e mensuração direito de novação de derivativos e hedge accounting (emendas IAS 39): Introduz uma isenção à obrigação de descontinuar a contabilidade de cobertura dos instrumentos financeiros derivativos. Vigência: 1/1/2014;
- Emenda da IAS 32 – Instrumentos Financeiros: Apresentação: Apresentar requerimentos para compensação de ativos financeiros e passivos financeiros. Vigência: 1/1/2014;
- IFRS 9 – Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração: 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;

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 informações contábeis intermediárias.

#### **Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC e adotadas pela Companhia:**

- Emenda da IAS 19 – Benefícios a empregados (CPC 33): Ganhos e perdas atuariais imediatamente reconhecidas em outros resultados abrangentes. Vigência: 1/1/2013;
- Emenda da IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33 – R1): Contabilização e Divulgação dos benefícios concedidos a empregados. Vigência: 1/1/2013;
- Emenda da IFRS 7 (emitida em dezembro/2011) – Instrumentos financeiros: Evidenciação (CPC 40): Estabelece novas divulgações a respeito de compensação de saldos ativos e passivos financeiros. Vigência: 1/1/2013;
- IFRS 13 – Mensuração do valor justo (CPC 46): Estabelece critérios de mensuração e divulgação do valor justo quando for requerido ou permitido por outros IFRS. Vigência: 1/1/2013;

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

**Informações por segmento:** Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações contábeis individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. O item não alocado compreende principalmente ativos corporativos.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

## **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 à 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;
- 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 3 maneiras:

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

O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. O ativo financeiro deve ser reconhecido pelo Valor Novo de Reposição - VNR e o valor residual (a diferença para o saldo total bifurcado) seria o ativo intangível.

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Existe uma indefinição quanto a renovação das concessões. A inexistência de definição legal e constitucional, aliada a ausência de histórico de reversões, faz com que

o ativo intangível tenha sua vida útil limitada ao prazo da concessão. Contudo, a Administração da Companhia entende que conseguirá renovar por igual período, conforme direito previsto no contrato de concessão, cuja renovação será requerida pela Companhia, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço e cumprimento de regularidade junto ao órgão técnico de fiscalização do poder concedente e demais exigências previstas no contrato de concessão.

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

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

## 6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado
Caixa	81	81
Saldos em conta corrente	12.879	26.981
Float Bancário (*)	28.014	28.817
Outros investimentos	87.052	66.750
<b>Total</b>	<b>128.026</b>	<b>122.628</b>

(\*) Float Bancário: valores recebidos pelos agentes arrecadadores e ainda não repassados para a Companhia. Representam de um a três dias de arrecadação, variando de acordo com o contrato firmado com cada agente.

## 6.1. Outros investimentos

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	31/12/2013	31/12/2012
					Reapresentado
Banco BVA	CDB	(*)	70,00 CDI	17	17
Banco da Amazônia (BASA)	CDB	(*)	100,00 CDI	5.311	-
Banco do Brasil	CDB	(*)	95,00 CDI	700	-
CEF	CDB	(*)	100,90 CDI	20.008	-
CEF	CDB	(*)	100,80 CDI	18.142	-
Banco Máxima	CDB	(*)	105,00 CDI	-	4.334
Banco Santander	CDB	(*)	101,50 CDI	22.688	-
Banco Santander	CDB	(*)	102,10 CDI	10.897	49.425
<b>Subtotal - CDB</b>				<b>77.763</b>	<b>53.776</b>
Banco Bradesco (a)	CDB	(*)	20,00 CDI	754	5.043
Banco Itaú (a)	CDB	(*)	20,00 CDI	5.501	3.458
Banco Safra (a)	CDB	(*)	10,00 CDI	1.974	271
<b>Subtotal - CDB (aplic automática)</b>				<b>8.229</b>	<b>8.772</b>
Banco Bradesco	Tít capitaliz	(*)	TR	-	3.332
Banco da Amazônia (BASA)	Tít capitaliz	(*)	TR	1.060	870
<b>Subtotal - Título capitalização</b>				<b>1.060</b>	<b>4.202</b>
<b>Total</b>				<b>87.052</b>	<b>66.750</b>

(a) Remuneração sobre aplicação automática saldo de conta corrente.

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

## 7. CONSUMIDORES

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
				Reapresentado
Consumidores	589.219	637.863	66.241	123.824
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)	(175.895)	(71.369)	-	-
<b>Total</b>	<b>413.324</b>	<b>566.494</b>	<b>66.241</b>	<b>123.824</b>



## 7.1. Consumidores

Classe de consumidores:	Saldos vincendos	Saldos vencidos				Total	
		até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	31/12/2013	31/12/2012 Reapresentado
Circulante							
Residencial	77.312	41.396	6.674	17.830	65.900	143.212	162.982
Industrial	44.359	9.278	1.880	11.362	22.520	66.879	86.301
Comércio, serviços e outras atividades	54.548	15.940	4.285	11.422	31.647	86.195	97.396
Rural	19.517	4.714	1.102	2.795	8.611	28.128	35.179
Poder público:							
Federal	1.599	1.675	69	175	1.919	3.518	3.883
Estadual	3.767	970	29	85	1.084	4.851	7.573
Municipal	3.419	2.346	799	10.367	13.512	16.931	18.245
Iluminação pública	4.960	179	14	10.174	10.367	15.327	17.408
Serviço público	3.444	2.629	4.195	72.649	79.473	82.917	80.328
Parcelamento Energia (Faturas Novadas)	20.297	4.786	47.966	45.549	98.301	118.598	80.862
(-) Ajuste a valor presente (a)	(275)	-	-	-	-	(275)	(299)
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	-	-	-	-	-	-	207
Redução de uso do sistema de distribuição (c )	-	-	-	-	-	-	24.870
Subtotal - Consumidores	232.947	83.913	67.013	182.408	333.334	566.281	614.935
Participação financeira do consumidor	1.459	148	159	726	1.033	2.492	2.640
Comercialização na CCEE (d)	787	-	-	-	-	787	798
Programa emergencial de redução do consumo	1	-	-	1	1	2	2
Encargos de capacidade emergencial	-	-	-	2.097	2.097	2.097	2.100
Concessionários/permissionários	685	-	-	-	-	685	746
Encargos de uso da rede elétrica	7.434	-	-	-	-	7.434	7.434
Outros	2.170	2.567	1.666	3.038	7.271	9.441	9.208
Total	245.483	86.628	68.838	188.270	343.736	589.219	637.863
Não circulante							
Fomec.Energia (RTE não faturada) sob Liminar	2.165	-	-	-	-	2.165	2.165
Parcelamento Energia (Faturas Novadas)	31.287	-	-	-	-	22.029	72.308
(-) Ajuste a valor presente (a)	(906)	-	-	-	-	(906)	(1.253)
Participação financeira do consumidor	27.427	-	-	-	-	27.427	31.927
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	-	-	-	-	-	-	2.424
Comercialização na CCEE (d)	2.962	-	-	-	-	2.962	2.962
Redução de uso do sistema de distribuição (c )	12.201	-	-	-	-	12.201	12.201
Outros	363	-	-	-	-	363	1.090
Total	75.499	-	-	-	-	66.241	123.824

Do valor total de contas a receber em 31/12/2013, R\$ 140.627 mil (R\$ 153.170 mil em 31/12/2012) referem-se a renegociações.

### (a) 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 (antes dos tributos). Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 11,36% a.a. (conforme Resolução Homologatória n.º 1.506 de 05 de abril de 2013), que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução Normativa ANEEL n.º 457 de 8/11/2011. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração da Companhia entende que essa taxa de

desconto representa adequadamente o custo de capital. Tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações, a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade não foram feitas, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

#### (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”, dispõe 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”.

	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>
<b>Saldo em 31/12/2012</b>	<b>207</b>	<b>2.424</b>
Apropriado no período	-	102
Amortizado no período	(2.751)	-
Atualizado no período	-	18
Valor transferido circulante - não circulante	2.544	(2.544)
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

#### (c) Redução de uso do sistema de distribuição

Por meio da Resolução homologatória ANEEL nº 1.270 de 3/4/2012, foi concedido para Companhia os valores de R\$ 88.236 mil, R\$ 20.096 mil e R\$ 1.577 mil, provenientes de perda financeira dos descontos concedidos na TUSD. Os valores objetivam recompor a receita da Companhia referente à disponibilização da rede de transmissão aos consumidores livres, geradoras e fontes incentivadas. O saldo em 31/12/2012 apresenta-se reduzido em R\$ 45.644 mil, relativo ao período no qual a Companhia encontra-se impedida de aplicar as tarifas homologadas a partir de 8/4/2012.

#### (d) 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\$ 3.749 mil (R\$ 3.760 mil em 31/12/2012), com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE até o mês de dezembro de 2013. De acordo com a Resolução ANEEL nº 552, de 14/10/2002, os valores das transações de energia de curto prazo não liquidados nas datas programadas deverão ser negociados bilateralmente entre os agentes de mercado mediante emissão de fatura com vencimento imediato pelos agentes credores face aos agentes devedores.

As operações de compra e venda de energia elétrica praticadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, após os ajustes divulgados pela CCEE, tiveram seu processo de liquidação concluído em julho de 2003. As demais operações de compra e venda de energia elétrica praticadas até dezembro de 2013, 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, movidos por determinadas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

## 7.2. Perda no valor recuperável (Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa)

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u> Reapresentado
<b>Circulante</b>		
Residencial	(22.107)	(17.491)
Industrial	(11.643)	(2.829)
Comércio, serviços e outras atividades	(13.553)	(7.105)
Rural	(2.751)	(1.480)
Poder Público	(5.794)	(21.818)
Iluminação Pública	(480)	(9.205)
Serviço Público	(116.961)	(11.135)
Outras receitas	(2.606)	(306)
<b>Total</b>	<b><u>(175.895)</u></b>	<b><u>(71.369)</u></b>
<b>Movimentação:</b>	<b><u>31/12/2013</u></b>	<b><u>31/12/2012</u></b> Reapresentado
<b>Saldo do início do período/exercício</b>	<b>(71.369)</b>	<b>(31.844)</b>
Perdas no período/exercício	10.579	22.662
Recuperação de perdas	(1.247)	(591)
Complemento de provisão	(113.858)	(61.596)
<b>Saldo do final do período/exercício</b>	<b><u>(175.895)</u></b>	<b><u>(71.369)</u></b>

A perda no valor recuperável foi constituída considerando os critérios a seguir:

- Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias.
- Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias.
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos e outros, vencidos há mais de 360 dias.

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

O valor de recebíveis vencidos (considerando a regra acima) e não provisionados em 31/12/2013 é de R\$ 65.321 mil (R\$ 91.698 mil em 31/12/2012).

A Companhia possui um grupo de profissionais com o propósito de avaliar a qualidade e a possibilidade de recuperação dos créditos em atraso referente ao fornecimento de energia elétrica para os diversos segmentos de clientes, bem como se há evidência objetiva de perda no recebimento desses créditos. Usando a experiência da administração e os dados históricos disponíveis relativos a créditos semelhantes, as análises da companhia utilizam os seguintes critérios para estimar a quantia de perda no valor recuperável:

- Para as classes Residencial, Comercial, Rural e Industrial: É considerado o histórico coletivo de sucesso dos créditos em cobrança administrativa, estimando assim as perdas esperadas no recebimento de créditos similares;
- Para as classes Serviço Público, Poder Público e Iluminação Pública: A Companhia avalia individualmente os casos de créditos em cobrança judicial com sentença com transitado em julgado favoravelmente ou que possua título de precatório, considerando que, nesses casos a realização do crédito é líquida e certa. Para todos os demais créditos de clientes públicos vencidos há mais de 360 dias é reconhecida a perda estimada no valor recuperável.

Através da Lei Complementar Municipal nº 252/2011, o município de Cuiabá retomou a concessão do serviço público de água e esgoto da capital, licitando-a em sequência. O consórcio vencedor constituiu uma SPE (Sociedade de Propósito Específico), assumindo, a concessão do serviço. Embora, a Companhia, por meio de seus assessores jurídicos, esteja tomando ações para resguardar seu direito, foi efetuada a provisão de 100% dos débitos vencidos da Companhia de Saneamento da Capital - SANECAP, diante da incerteza de sua realização. Este fato, aliado à mudança na estimativa de recebimento de créditos de órgãos públicos com ação judicial, foram os grandes responsáveis pela elevação de R\$ 104.526 mil nas despesas com provisão no exercício.

## 8. TÍTULOS A RECEBER

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado		Reapresentado
Faturas parceladas	3.721	6.232	-	-
Outros títulos a receber	-	745	-	-
Processo execução de precatórios P.M. de Cuiabá (a)	-	-	50.258	50.258
Valor de aquisição dos créditos fiscais (b)	-	-	-	28.030
(-) Perda no valor recuperável (b)	-	(316)	-	(28.030)
<b>Total</b>	<b>3.721</b>	<b>6.661</b>	<b>50.258</b>	<b>50.258</b>

(a) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública – Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT. Atualmente o processo está no 26º (41º em 2012) lugar na listagem de precatórios pendentes de pagamento por parte da Fazenda Pública Municipal de Cuiabá.

(b) Com a finalidade de compensação de impostos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, a Companhia adquiriu, em 2003, créditos de origem não tributária decorrentes da condenação da União Federal em ação indenizatória, reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado. A Companhia ingressou na ação com pedido de assistência o que foi indeferido pelo Juiz. Contra a referida decisão, foi apresentado recurso, que aguarda apreciação pelo Tribunal Regional

Federal da 1ª Região. Com a adesão ao Parcelamento Excepcional – PAEX, nos termos da Medida Provisória nº 303/2006, em 15/12/2006, a Companhia desistiu da compensação tributária de referidos créditos e mantém a discussão judicial visando à sua satisfação. A realização do crédito depende do sucesso da ação atualmente em fase de execução, sendo considerado provável o êxito da ação pelos assessores jurídicos da Companhia. O recurso de apelação interposto pela companhia teve provimento negado pelo TRF 1ª região. Assim, foi feita a reversão da provisão constituída e efetivado o reconhecimento como perda desse ativo.

## 9. TRIBUTOS A RECUPERAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	Reapresentado		Reapresentado	
<b>Impostos de renda e contribuição social:</b>				
Imposto de renda (a)	8.990	7.249	8.334	4.441
Contribuição social (a)	2.654	881	937	1.214
Impostos Retidos na Fonte	-	3.192	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>11.644</b>	<b>11.323</b>	<b>9.271</b>	<b>5.655</b>
<b>Outros impostos e contribuições a compensar:</b>				
ICMS (b)	15.716	20.746	30.489	26.398
<b>ICMS ajustado</b>	<b>15.716</b>	<b>20.746</b>	<b>30.489</b>	<b>26.398</b>
Pis Não Cumulativo - Lei 10.637/02	21	60	-	-
Cofins Não Cumulativo - Lei 10.833/03	96	276	-	-
INSS	95	1.772	-	-
ISS - Demanda	-	-	289	178
<b>Subtotal</b>	<b>15.928</b>	<b>22.854</b>	<b>30.778</b>	<b>26.576</b>
<b>Total</b>	<b>27.572</b>	<b>34.177</b>	<b>40.049</b>	<b>32.231</b>

(a) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados no ano calendário de 2013 e anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior e parceladas, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e à medida que forem sendo pagas as prestações do parcelamento ordinário em curso, e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base no resultado apurado nos respectivos períodos.

(b) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível será recuperado em até 48 (quarenta e oito) meses.

## 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:

	31/12/2013		31/12/2012	
	Imposto de renda	Contribuição Social	Reapresentado Imposto de renda	Reapresentado Contribuição Social
Composição da receita (despesa) com impostos:				
Impostos correntes	-	-	(17.462)	(6.455)
Impostos diferidos - variação líquida	(28.878)	9.943	8.418	3.036
	<b>(28.878)</b>	<b>9.943</b>	<b>(9.044)</b>	<b>(3.419)</b>

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

	31/12/2013		31/12/2012	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Reapresentado Imposto de Renda	Reapresentado Contribuição Social
<b>Reconciliação para taxa efetiva</b>				
<b>Prejuízo antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado)</b>	<b>(405.090)</b>	<b>(405.090)</b>	<b>(40.416)</b>	<b>(40.416)</b>
<b>Adições(exclusões) permanentes</b>				
Despesas indedutíveis	171	171	162	162
Multas indedutíveis	516	-	29	-
Gratificações/participações dos Administradores	-	-	230	-
Doações	118	118	162	162
Efeitos da Lei nº 11.638/2007	(25.158)	(25.158)	17.077	17.077
Outras	-	-	(96)	-
<b>Subtotal</b>	<b>(24.353)</b>	<b>(24.869)</b>	<b>17.564</b>	<b>17.401</b>
<b>Base de cálculo dos impostos</b>	<b>(429.443)</b>	<b>(429.959)</b>	<b>(22.852)</b>	<b>(23.015)</b>
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
<b>Saldo apurado</b>	<b>107.361</b>	<b>38.696</b>	<b>5.713</b>	<b>2.071</b>
Créditos sobre incentivos fiscais	-	-	492	-
Créditos Não Constituídos - IN CVM 371/2002	(78.483)	(48.639)	(15.249)	(5.490)
<b>Receita(despesa) com impostos</b>	<b>28.878</b>	<b>(9.943)</b>	<b>(9.044)</b>	<b>(3.419)</b>
<b>Taxa efetiva</b>	<b>7,13%</b>	<b>-2,45%</b>	<b>-22,38%</b>	<b>-8,46%</b>

## 10.3. Ativo fiscal diferido

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



Natureza	31/12/2013		31/12/2012	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Reapresentado Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a)	168.630	168.630	85.722	85.722
Provisão para crédito de liquidação duvidosa (a)	283.544	283.544	99.715	99.715
Prejuízos fiscais e base negativa (b)	229.463	455.965	156.923	382.910
Ajustes da Lei nº 11.638/2007 (c)	43.626	43.626	18.468	18.468
Estudo IN CVM 371/02 (d)	(374.920)	(601.455)	(60.996)	(60.996)
Provisão de encargos em Incorporação de Redes (e)	20.875	20.875	-	-
<b>Base de cálculo dos impostos diferidos</b>	<b>371.218</b>	<b>371.185</b>	<b>299.834</b>	<b>525.820</b>
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
<b>Impostos diferidos não circulante</b>	<b>92.805</b>	<b>33.407</b>	<b>74.958</b>	<b>47.324</b>

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

- (a) Efetivação da perda
- (b) Realização dos lucros
- (c) Realização dos efeitos da Lei nº 11.638/2007
- (d) Estorno Parcial mediante laudo de créditos fiscais diferidos
- (e) Multas e Juros de Mora estimados nas incorporação de redes de particulares.

### 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 até o ano de 2019 conforme demonstrado abaixo:

2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
14.547	14.943	13.542	14.149	16.827	52.204	126.212

## 10.4. Passivo fiscal diferido

	Não circulante			
	31/12/2013		31/12/2012	
			Reapresentado	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
<b>Diferenças temporárias:</b>				
Componente financeiro (a)	-	-	39.667	39.667
Ajustes da Lei 11638/07 (b)	49.454	49.454	7.805	7.805
<b>Base de cálculo dos impostos diferidos</b>	<b>49.454</b>	<b>49.454</b>	<b>47.472</b>	<b>47.472</b>
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
<b>Impostos diferidos não circulante (outros)</b>	<b>12.364</b>	<b>4.451</b>	<b>11.868</b>	<b>4.272</b>

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

(a) Realização dos Lucros

(b) Realização dos efeitos da Lei 11638/2007

	Não circulante			
	31/12/2013		31/12/2012	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
<b>Encargos tributários sobre reserva de reavaliação:</b>				
Reserva de reavaliação	839.154	839.154	839.154	839.154
(-) Reversão de reavaliação anterior	(189.560)	(189.560)	(189.560)	(189.560)
(-) Depreciação / baixas	(396.453)	(396.453)	(310.389)	(310.388)
<b>Base de cálculo</b>	<b>253.141</b>	<b>253.141</b>	<b>339.206</b>	<b>339.206</b>
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
<b>Encargos tributários sobre reserva de reavaliação</b>	<b>63.285</b>	<b>22.783</b>	<b>84.801</b>	<b>30.529</b>
<b>Total dos tributos diferidos</b>	<b>75.649</b>	<b>27.234</b>	<b>96.669</b>	<b>34.801</b>

## 10.5. Movimentação dos tributos diferidos

Imposto de renda:	31/12/2012	Reconhecidos no	Reconhecidos no	31/12/2013
	Reapresentado	resultado	patrimônio líquido	
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	21.485	20.673	-	42.158
Provisão de Encargos em Incorporação de Redes	-	5.219	-	5.219
Perda no valor recuperável	24.929	45.957	-	70.886
Prejuízos fiscais	39.231	18.135	-	57.366
Componente financeiro	(9.917)	9.917	-	-
Perda / Ganho no Ajuste do VNR	(1.951)	(10.412)	-	(12.363)
Encargos de reavaliação	(84.801)	10.980	10.536	(63.285)
Ajustes da Lei 11.638/2007	4.562	6.892	(547)	10.907
Estudo IN CVM 371/02 (d)	(15.249)	(78.483)	-	(93.732)
<b>Total</b>	<b>(21.711)</b>	<b>28.878</b>	<b>9.989</b>	<b>17.156</b>

  

Contribuição social:	31/12/2012	Reconhecidos no	Reconhecidos no	31/12/2013
	Reapresentado	resultado	patrimônio líquido	
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	7.733	7.444	-	15.177
Provisão de Encargos em Incorporação de Redes	-	1.879	-	1.879
Perda no valor recuperável	8.974	16.545	-	25.519
Base negativa	34.462	6.575	-	41.037
Componente financeiro	(3.570)	3.570	-	-
Perda / Ganho no Ajuste do VNR	(702)	(3.749)	-	(4.451)
Encargos de reavaliação	(30.528)	3.952	3.793	(22.783)
Ajustes da Lei 11.638/2007	1.644	2.482	(200)	3.926
Estudo IN CVM 371/02 (d)	(5.490)	(48.641)	-	(54.131)
<b>Total</b>	<b>12.523</b>	<b>(9.943)</b>	<b>3.593</b>	<b>6.173</b>

## 11. SUBVENÇÕES ELETROBRÁS

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

Segue abaixo a movimentação no exercício:

<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>7.454</b>
Valor provisionado	4.218
Valor homologado	25.069
Valor recebido	(30.910)
<b>( 1 ) Saldo em 31/12/2013</b>	<b>5.831</b>

**Recuperação dos custos de energia/encargos:** A ANEEL, através do Decreto 7.945 de 07 de março de 2013 estabelece que homologará montantes mensais de recursos da CDE a serem repassados pela Eletrobrás. A finalidade é neutralizar a exposição das concessionárias no mercado de curto prazo, além de cobrir o custo adicional em relação às usinas termelétricas.

Segue abaixo a movimentação no exercício:

<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>-</b>
Valor homologado	60.511
Valor recebido	(60.268)
<b>( 2 ) Saldo em 31/12/2013</b>	<b>243</b>

**Subvenção descontos tarifários:** A Resolução Homologatória 1.421 da ANEEL, de 24 de janeiro de 2013, entre outras providências homologa valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à CEMAT, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Segue abaixo a movimentação no exercício:

<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>-</b>
Valor homologado	81.647
Valor recebido	(74.348)
<b>( 3 ) Saldo em 31/12/2013</b>	<b>7.299</b>
<b>Total Subvenção Eletrobrás (1) + (2) + (3)</b>	<b>13.373</b>

Em maio de 2013, a ANEEL através do Despacho 1.711, homologou o repasse antecipado pela Eletrobrás à CEMAT no total de R\$ 51.096 mil, referente às competências de maio a novembro de 2013. Este valor está registrado em conta de adiantamento no grupo passivo com reconhecimento mensal da receita.

Segue abaixo a movimentação da conta de adiantamento:

<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	-
Valor do adiantamento	51.096
Valor da receita apropriado	(51.096)
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	-

## 12. SUB-ROGAÇÃO DA CCC

Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24/12/2002, e Resolução Autorizativa - ANEEL nº 81, de 9/3/2004, a Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais.

Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos:

- Sistema de transmissão Brasnorte/Juara/Juína. O Empreendimento foi dividido em 2 fases distintas, sendo:
  - Na 1ª Fase denominada de Transmissão Campo Novo / Brasnorte, foram aplicados recursos na ordem de R\$ 12.094 mil, fiscalizada e aprovada pela ANEEL. A Companhia recebeu como sub-rogação o valor de R\$ 3.045 mil em 2004 e R\$ 6.026 mil em 2005, o que equivale a 75% do custo da obra.
  - Na 2ª Fase denominada Linha de Transmissão Juara / Juína foi aplicado o montante de R\$ 55.904 mil para a conclusão da obra. O valor de sub-rogação desta obra é de R\$ 41.928 mil, mais a correção do IGP-M para o período, no montante de R\$ 244 mil, totalizando R\$ 42.172 mil, dos quais R\$ 32.623 mil foram recebidos em 2006 e R\$ 9.549 mil em 2007, o que corresponde a 75% do investimento.
- Sistema de Transmissão Sapezal, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 320, de 19/9/2005, alterado pela Resolução Autorizativa nº 1.698, de 2/12/2008, teve o investimento total de R\$ 17.386 mil e sub-rogação de R\$ 13.040 mil, recebido em 103 parcelas a partir de janeiro de 2006. Já foram recebidos em 2006 o montante de R\$ 549 mil, R\$ 2.459 mil em 2007, R\$ 1.364 mil em 2008, R\$ 5.925 mil em 2009, R\$ 1.221 mil em 2010, R\$ 1.328 mil em 2011 e R\$ 194 mil em 2012, totalizando R\$ 13.040 mil;
- Sistema Tabaporã, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 512 de 11/4/2006, com investimento total de R\$ 3.078 mil e valor sub-rogado de R\$ 2.132 mil recebido integralmente em 2006;
- Sistema de Transmissão Nova Monte Verde, com subsídio aprovado pela ANEEL de R\$ 56.542 mil, acrescido de valor complementar de R\$ 6.416 mil, por meio da Resolução Autorizativa nº 897 de 2/5/2007, com recebimento em 48 parcelas, a partir de abril de 2009. Foram recebidos em 2009 o montante de R\$ 8.330 mil, R\$ 11.888 mil em 2010, R\$ 16.830 mil em 2011, R\$ 17.416 mil em 2012 e R\$ 8.494 mil em 2013, totalizando R\$ 62.958 mil;

- Sistema de Transmissão Baixo Araguaia, com subsídio inicialmente aprovado pela ANEEL no valor de R\$ 152.916 mil, através da Resolução Autorizativa nº 906 de 2/5/2007 e alterado para R\$ 140.414 mil acrescido de um valor complementar de R\$ 15.452 mil em dezembro/2012, conforme Resolução Autorizativa nº 2.624 de 30/11/2010. A previsão era de recebimento em 48 parcelas, a partir de janeiro de 2009. Foram recebidos em 2009 o montante de R\$ 27.065 mil, R\$ 47.058 mil em 2010, R\$ 47.496 mil em 2011 e R\$ 34.247 mil em 2012, totalizando R\$ 155.866 mil;
- Sistema de Transmissão Juruena, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$ 40.310 mil, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.371 de 20/5/2008. Foram recebidos em 2011 o montante de R\$ 6.558 mil, R\$ 10.649 mil em 2012 e R\$ 6.765 mil em 2013, totalizando R\$ 23.971 mil;
- Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$ 32.254 mil, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.877 de 7/4/2009, com previsão de início do recebimento, a partir de 2014, em 82 parcelas.

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18/12/2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam a desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.

A CEMAT tem registrado os valores referentes a esse subsídio da seguinte forma:

Obra	Status	Valor	Valor	Recebido	A receber	
		aplicado	sub-rogado		31/12/2013	31/12/2012
					Reapresentado	
Sistema Brasnorte/Juara/Juína-Trecho Campo Novo/Brasnorte	em serviço	12.094	9.071	9.071	-	-
Sistema Brasnorte/Juara/Juína-Trecho Juara/Juína	em serviço	55.904	42.172	42.172	-	-
Sistema de Transmissão Sapezal	em serviço	17.386	13.040	13.040	-	-
Sistema de Transmissão Tabaporã	em serviço	3.078	2.132	2.132	-	-
Sistema de Transmissão Nova Monte Verde	em serviço	62.917	62.958	62.958	-	7.468
Sistema de Transmissão Baixo Araguaia	em serviço	184.932	155.866	155.866	-	-
Sistema de Transmissão Juruena	em serviço	52.135	40.310	23.971	16.339	23.103
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	45.166	32.254	-	32.254	32.254
<b>Total</b>		<b>433.612</b>	<b>357.803</b>	<b>309.210</b>	<b>48.593</b>	<b>62.825</b>
Circulante (Principal)					24.140	62.825
Circulante (Variação IGP-M)					-	8.620
<b>Total do Circulante</b>					<b>24.140</b>	<b>71.445</b>
Não Circulante (Principal)					24.453	-
Não Circulante (Variação IGP-M)					5.293	-
<b>Total do Não circulante</b>					<b>29.746</b>	-

As obras do sistema Sapezal/Comodoro foram energizadas em 31/10/2013 e a Concessionária solicitou junto à ANEEL e ELETROBRÁS o reembolso homologado pela aprovação da obra.



### 13. OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012 Reapresentado	31/12/2013	31/12/2012 Reapresentado
Adiantamento a fornecedores	3.476	6.446	-	-
Bloqueio Judicial	3.754	2.685	-	-
Valores a recuperar de empregados	2.902	3.338	-	-
Cheques em cobrança especial	779	1.476	-	-
Despesas pagas antecipadamente	464	480	-	-
Plano de Universalização	-	5.258	-	-
Títulos e valores mobiliários	1.085	1.093	-	-
Créditos de contas de energia elétrica	429	389	-	-
ICMS - Aquisição de crédito terceiros (a)	-	-	11.136	11.136
Ativos mantidos para venda (b)	6.636	7.529	-	-
Banco Daycoval (c)	-	-	102.985	102.985
( - ) Provisão para perdas (c)	-	-	(102.985)	-
Dispêndios a reembolsar	-	3.202	-	-
Cauções e depósitos vinculados	-	-	-	200
Desativações em curso	6.828	-	-	-
Outros créditos a receber-CELPA - em "Recuperação Judicial" (d)	-	-	21.547	21.547
(-) Ajuste a Valor Presente - CELPA (d)	-	-	(9.753)	-
Outros créditos a receber	351	1.460	789	790
<b>Total</b>	<b>26.704</b>	<b>33.356</b>	<b>23.719</b>	<b>136.658</b>

(a) Créditos de ICMS adquiridos de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's) localizadas no estado de Mato Grosso. Os referidos créditos foram habilitados pela Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso (PAC – Pedido de Habilitação de Crédito) e posteriormente compensados (RUC – Registro de Utilização de Crédito), ambos expedidos pelo sítio da Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso. Posteriormente à habilitação do pedido e do registro, houve a notificação por parte do fisco estadual questionando o gerador sobre a validade do procedimento de habilitação do crédito. Solidariamente, a CEMAT também foi notificada e diante disso suspendeu o aproveitamento do direito até a definição do recurso interposto pela geradora. O Ativo está vinculado a uma obrigação com o gerador que será exigida após a conclusão da ação.

(b) Os Ativos mantidos para venda são bens desativados e inservíveis à concessão que estão em processo de alienação.

(c) Refere-se à transferência de valor efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. – “em Recuperação Judicial”, em 28/2/2012, para quitação de dívidas vencidas por antecipação desta holding, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração (Interventor) da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou uma medida judicial para a recuperação desse valor, que, atualmente, tramita perante o Juízo da Segunda Vara Especializada em Direito Bancário de Cuiabá (Proc. 24768-64.2012.811.0041 – Numeração antiga 1461/2012 – Código 771688). Até a publicação do 3º ITR de 2013, a Administração (Interventor) avaliou como certo o recebimento deste ativo, tendo em vista que o Plano de Recuperação, aprovado pela Assembleia dos Acionistas da holding Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial” e também pela Assembleia de Acionistas da CEMAT, apresentado à ANEEL, em 26/10/2012, no âmbito da intervenção administrativa, propunha o ressarcimento da Companhia mediante aquisição da posição do Banco Daycoval S.A..

Ocorre que o Plano para a recuperação e correção das falhas e transgressões que motivaram a intervenção na CEMAT (Plano ANEEL) foi aditado após a aprovação, pela Assembleia Geral de Credores da Recuperação Judicial da Rede Energia S.A. – “em Recuperação Judicial”. Em 17/12/2013

a ANEEL aprovou, através da Resolução Autorizativa nº 4.463, o Plano ANEEL e acolheu a proposta da ENERGISA para a realização de uma Antecipação para Futuro Aumento de Capital (AFAC) no valor equivalente ao saque efetuado pelo Daycoval.

Dessa forma, a restituição da aplicação financeira da CEMAT passou a depender tão somente da demanda judicial movida pela companhia, caracterizando um ativo contingente, visto que sua realização será confirmada apenas pela ocorrência ou não de eventos futuros, incertos, não totalmente sob o controle da entidade. Por este fato a Administração (Interventor) decidiu provisionar a perda deste valor enquanto aguarda o andamento do questionamento jurídico.

(d) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA – em “Recuperação Judicial”, oriundo de transações entre partes relacionadas. Os créditos intra-grupo serão parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensarem, que passará a responder perante às Partes Relacionadas pela parcela do crédito assumido e serão compensados. Do saldo total de R\$ 68.813 mil que a CEMAT tem direito, cerca de 69% (R\$ 47.266 mil) foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante será pago em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034. A Companhia mantém ajuste a valor presente a receber no valor de R\$ 9.753 mil.

#### **14. 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 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”) – em “Recuperação Judicial” e a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (“EEVP”) – em “Recuperação Judicial”, ambas controladoras indiretas da Companhia, prevê cláusulas que requerem a manutenção de determinados limites operacionais dentro de parâmetros pré-estabelecidos envolvendo a Companhia, calculados trimestralmente.

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

As operações com o acionista não controlador - Eletrobrás, estão detalhadas na nota explicativa nº 19 - Empréstimos e financiamentos.

## 14.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	<u>Relacionamento</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
<b>Transações de mútuos:</b>			
Receitas financeiras		10.063	9.155
<b>Receita de uso da rede elétrica (a):</b>			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	1.859	773
<b>Custo na compra de energia elétrica (a):</b>			
Tangará Energia S.A.	Coligada	(94.316)	(88.636)
<b>Custo de prestação de serviços:</b>			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	(1.326)	(2.798)
	<u>Relacionamento</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
<b>SALDOS ATIVOS</b>			
<b>Circulante</b>			
<b>Consumidores (a):</b>			
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada	-	72
<b>Total Circulante</b>		<u>-</u>	<u>72</u>
<b>Não circulante</b>			
<b>Valores a recuperar:</b>			
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora	1.124	1.124
<b>Total Controladora</b>		<u>1.124</u>	<u>1.124</u>
Empresa Distrib. Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEVP)	Coligada	60	60
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada	11	-
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)	Coligada	12	-
<b>Total</b>		<u>83</u>	<u>60</u>
<b>Conta corrente (b):</b>			
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada	8.514	7.971
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)	Coligada	10.040	9.400
<b>Total</b>		<u>18.554</u>	<u>17.371</u>
<b>Alienações de bens e direitos (c):</b>			
Rede Power do Brasil S.A.	Coligada	115.012	106.340
<b>Total</b>		<u>115.012</u>	<u>106.340</u>
<b>Total Coligadas</b>		<u>133.649</u>	<u>123.771</u>
<b>Total Não Circulante</b>		<u>134.773</u>	<u>124.895</u>

Conforme disposto no artigo 2º da resolução autorizativa da Aneel n.º 4.463/2013, o Grupo Energisa deverá comprovar, em até 60 (sessenta) dias após a transferência do controle societário, o aporte dos recursos previstos no plano aprovado para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção. O aporte inclui a quitação dos mútuos entre todas as empresas do Grupo Rede Energia, exceto para a quitação dos mútuos relativos à Empresa Elétrica Bragantina que poderá ser efetivada em até 1 (um) ano, limitado ao mês anterior ao término da concessão.

SALDOS PASSIVOS	Relacionamento	31/12/2013	31/12/2012 Reapresentado
<b>Circulante</b>			
<b>Fornecedores (a):</b>			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	-	234
Tangará Energia S.A.	Coligada	7.908	9.771
<b>Total</b>		<b>7.908</b>	<b>10.005</b>
<b>Juros sobre capital próprio:</b>			
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora	7.614	7.614
<b>Total</b>		<b>7.614</b>	<b>7.614</b>

#### (a) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal dos negócios, a Companhia compra e vende energia nos termos de CCVE – Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica e CCEAR – Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado.

#### (b) Conta corrente

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

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

As mutuantes podem realizar operações de empréstimos financeiros entre si.

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

Os eventos subsequentes a 31 de dezembro de 2013 estão mencionados na nota explicativa 40.

- **Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras**

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

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

### **(c) Alienação de bens e direitos**

Corresponde ao valor a receber da Rede Power do Brasil S.A. relativo à alienação das participações societárias na Rede Lajeado Energia S.A. e Juruena Energia S.A., de acordo com Instrumento Particular de Venda e Compra de Ações no valor total de R\$ 37.414 mil, a ser pago em 60 parcelas mensais e sucessivas com carência de 3 (três) anos vencendo a 1ª parcela em 23/12/2008 com remuneração de CDI mais 2% de juros a.a.. Essa alienação tem a anuência da ANEEL, dada por meio do Despacho nº 2.146 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira de 20/12/2005.

Em novembro/2007, por meio do primeiro termo aditivo ao Instrumento Particular de Venda e Compra de ações foi renegociada a remuneração e forma de pagamento adequando o respectivo encargo para IGP-M + 2% a.a. e o pagamento em 10 parcelas anuais vencendo a 1ª em 30/6/2008. Esse aditamento tem a anuência da ANEEL, dada por meio do Despacho nº 3.457 de 21/11/2007 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira publicada no DOU de 23/11/2007.

Além do contrato acima, a Rede Power do Brasil S.A. assumiu o valor de R\$ 47.266 mil referente ao contrato de conta corrente da CELPA – em “Recuperação Judicial” com a CEMAT - vide nota explicativa nº13 (d).

O saldo devedor da CELPA – em “Recuperação Judicial” foi amortizado com o recebível que a distribuidora paraense tinha com a Rede Power pela venda de ações da Rede Lajeado S.A e a Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.. Esse direito a receber foi transferido para a CEMAT.

### **14.2. Remuneração dos administradores**

A remuneração dos administradores, no período findo em 31/12/2013, que corresponde a benefícios de curto prazo, foi de R\$ 2.036 mil (R\$ 2.793 mil em 31/12/2012) e, o valor correspondente a benefícios pós-emprego, foi de R\$ 36 mil (R\$ 64 mil em 31/12/2012). No período findo em 31/12/2013 não houve benefícios de longo prazo, de rescisão de contrato de trabalho nem remuneração baseada em ações.

A partir de setembro/2012, está sendo registrada a remuneração do Interventor, conforme valor definido na Resolução ANEEL nº 3.647/2012, dos diretores por ele nomeados e do Conselho Fiscal.

Foram nomeados pelo interventor o Sr. Eduardo Augusto Gomes de Assumpção para o cargo de Diretor Financeiro, Administrativo e de Relações com Investidores e o Sr. Joubert Meneguelli para o cargo de Diretor Vice Presidente/Superintendente. Os diretores nomeados são contratados pelo regime da CLT e não são diretores estatutários.

### 14.3. Compartilhamento de Infraestrutura

Atualmente as distribuidoras do Grupo Rede Energia compartilham algumas atividades, equipamentos e instalações onde as despesas são repassadas para as empresas por meio de contratos e aditamentos devidamente aprovados pela ANEEL por meio de despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira quando necessário.

- **Compartilhamento de escritório comercial em Brasília:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos referentes ao escritório são apurados e suportados pela EDEVP e repassados mensalmente para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato foi até 21/7/2013 e possui anuência da ANEEL por meio do Despacho nº 1.812/2010.

- **Compartilhamento de serviços e infraestrutura de telefonia e comunicação:** Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL, no qual os custos mensais estimados de R\$ 39 mil referentes a infraestrutura de telefonia e comunicação são suportados pela Caiuá Distribuição e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 28/8/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 1.706/2007 e nº 994/2009

- **Compartilhamento de link de dados:**

- a. Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS e CEMAT, no qual os custos mensais estimados de R\$ 13 mil referentes ao link de dados são suportados pela CEMAT e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato foi até 16/4/2012 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 920/2008.

- b. Contrato firmado entre as empresas Caiuá Distribuição, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT e CELPA, no qual os custos mensais estimados de R\$ 23 mil, referentes ao link de dados, são suportados pelas Companhias Caiuá Distribuição, EDEVP e EEB e repassados para as demais empresas pelo critério de proporcionalidade estabelecido no referido contrato. A vigência do contrato é até 21/1/2014 e foi dispensada a anuência da ANEEL por meio do Ofício nº 342/2008.

Com a intervenção da Companhia por parte da ANEEL, foi realizado o processo de descentralização e o compartilhamento de infraestrutura está sendo revisto.

## 15. INVESTIMENTOS

Propriedades para investimentos avaliadas a custo:

	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.152	4.160
Terrenos	1.385	1.385
Outros investimentos	860	868
<b>Total</b>	<b>6.397</b>	<b>6.412</b>



Refere-se aos bens destinados a uso futuro, em conformidade com o processo de desverticalização adotado pela Companhia e de acordo com a proposta apresentada à ANEEL.

## 16. ATIVO FINANCEIRO E ATIVO INTANGÍVEL DO CONTRATO DE CONCESSÃO

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

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
		Reapresentado
Ativo financeiro	737.080	801.165
Ativo intangível	1.765.853	1.517.764
<b>Total</b>	<b>2.502.933</b>	<b>2.318.929</b>

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

	<u>31/12/2012</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Transferências</u>	<u>31/12/2013</u>
	Reapresentado				
<b>Em serviço:</b>					
<b>Custo</b>					
Geração	11.824	58	(1.196)	28	10.714
Distribuição	4.058.218	62.502	(156.470)	214.614	4.178.864
Comercialização	6.696	57	(364)	-	6.389
Administração	131.081	479	(17.480)	13.483	127.563
<b>Subtotal</b>	<b>4.207.819</b>	<b>63.096</b>	<b>(175.510)</b>	<b>228.125</b>	<b>4.323.530</b>
(-) Obrigações vinc. à concessão	(1.058.088)	(19.347)	-	(27.244)	(1.104.679)
<b>Total do custo</b>	<b>3.149.731</b>	<b>43.749</b>	<b>(175.510)</b>	<b>200.881</b>	<b>3.218.851</b>
<b>(-) Amortização</b>					
Geração	(5.206)	(461)	560	-	(5.107)
Distribuição	(1.169.633)	(158.201)	79.206	-	(1.248.628)
Comercialização	(3.438)	(257)	42	-	(3.653)
Administração	(59.038)	(10.221)	2.309	-	(66.950)
<b>Subtotal</b>	<b>(1.237.315)</b>	<b>(169.140)</b>	<b>82.117</b>	<b>-</b>	<b>(1.324.338)</b>
Obrigações vinc. à concessão	130.118	52.750	-	-	182.868
<b>Total da amortização</b>	<b>(1.107.197)</b>	<b>(116.390)</b>	<b>82.117</b>	<b>-</b>	<b>(1.141.470)</b>
<b>Total em serviço</b>	<b>2.042.534</b>	<b>(72.641)</b>	<b>(93.393)</b>	<b>200.881</b>	<b>2.077.381</b>
<b>Em curso:</b>					
Geração	2.090	5.411	-	(7.456)	45
Distribuição	356.724	359.033	-	(208.659)	507.098
Administração	12.842	4.242	-	(12.009)	5.075
<b>Subtotal</b>	<b>371.656</b>	<b>368.686</b>	<b>-</b>	<b>(228.124)</b>	<b>512.218</b>
Obrigações vinc. à concessão	(95.261)	(22.952)	4.304	27.243	(86.666)
<b>Total em curso</b>	<b>276.395</b>	<b>345.734</b>	<b>4.304</b>	<b>(200.881)</b>	<b>425.552</b>
<b>Total</b>	<b>2.318.929</b>	<b>273.093</b>	<b>(89.089)</b>	<b>-</b>	<b>2.502.933</b>

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

			31/12/2013		31/12/2012	
					Reapresentado	
			Valor líquido		Valor líquido	
	Custo	(-) Amortização acumulada	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível	Ativo financeiro
<b>Em serviço:</b>						
Terrenos	29.711	-	-	29.711	-	28.091
Edificações, obras civis e benfeitorias	74.518	(33.093)	28.645	12.780	31.196	10.274
Máquinas e equipamentos	4.118.220	(1.248.578)	1.921.225	948.417	2.000.967	836.228
Veículos	56.570	(29.933)	26.637	-	34.577	-
Móveis e utensílios	4.171	(2.731)	1.427	12	1.482	-
Servidões (a)	19.406	-	-	19.406	(2)	11.370
Softwares (b)	20.935	(10.003)	10.932	-	1.317	15.004
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(1.104.680)	182.868	(648.566)	(273.246)	(828.168)	(99.802)
<b>Subtotal</b>	<b>3.218.851</b>	<b>(1.141.470)</b>	<b>1.340.300</b>	<b>737.080</b>	<b>1.241.369</b>	<b>801.165</b>
<b>Em curso:</b>						
Terrenos	526	-	526	-	100	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	8.131	-	8.131	-	4.126	-
Máquinas e equipamentos	404.025	-	404.025	-	291.804	-
Veículos	169	-	169	-	147	-
Móveis e utensílios	3	-	3	-	4	-
Material em depósito	77.147	-	77.147	-	48.307	-
Servidões (a)	1.445	-	1.445	-	9.213	-
Softwares (b)	2.214	-	2.214	-	9.320	-
Outros	18.558	-	18.558	-	8.635	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(86.665)	-	(86.665)	-	(95.261)	-
<b>Subtotal</b>	<b>425.553</b>	<b>-</b>	<b>425.553</b>	<b>-</b>	<b>276.395</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>3.644.404</b>	<b>(1.141.470)</b>	<b>1.765.853</b>	<b>737.080</b>	<b>1.517.764</b>	<b>801.165</b>

(a) Servidões: são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel. Como estas têm vida útil indefinida não são amortizadas, apenas sujeitas a teste de recuperabilidade econômica anualmente.

(b) Softwares: são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente.

O intangível em curso de contratos de concessão refere-se substancialmente às obras de expansão em andamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Incluem itens incorporados por meio de arrendamentos mercantis financeiros, cujos valores são imateriais. O arrendamento financeiro reconhecido na transição da Lei nº 11.638/2007 encontra-se totalmente depreciado.

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

31/12/2013 31/12/2012  
Reapresentado

	Taxas médias de amortização (*)	Custo	(-) Ativo financeiro líquido	(-) Amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço:</b>								
Geração	4,00%	10.714	(1.241)	(5.107)	4.366	(180)	4.186	5.001
Distribuição	3,75%	4.178.863	(723.417)	(1.248.627)	2.206.819	(921.375)	1.285.444	1.184.803
Comercialização	3,95%	6.390	(1.237)	(3.654)	1.499	(255)	1.244	1.446
Administração	7,99%	127.564	(11.185)	(66.950)	49.429	(2)	49.427	50.119
<b>Subtotal</b>		<b>4.323.531</b>	<b>(737.080)</b>	<b>(1.324.338)</b>	<b>2.262.113</b>	<b>(921.812)</b>	<b>1.340.301</b>	<b>1.241.369</b>
<b>Em curso:</b>								
Geração		45	-	-	45	(26)	19	2.065
Distribuição		507.098	-	-	507.098	(86.564)	420.534	261.563
Comercialização		-	-	-	-	(55)	(55)	(55)
Administração		5.074	-	-	5.074	(20)	5.054	12.822
<b>Subtotal</b>		<b>512.217</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>512.217</b>	<b>(86.665)</b>	<b>425.552</b>	<b>276.395</b>
<b>Total</b>		<b>4.835.748</b>	<b>(737.080)</b>	<b>(1.324.338)</b>	<b>2.774.330</b>	<b>(1.008.477)</b>	<b>1.765.853</b>	<b>1.517.764</b>

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

A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos dos ativos da concessão, que é representado pela depreciação definida na Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 7/2/2012, conforme segue:

	Taxas anuais de amortização %		Taxas anuais de amortização %
<b>Geração:</b>		<b>Comercialização:</b>	
Equipamento geral	6,25	Equipamento geral	6,25
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00	Edificações	3,33
Turbina hidráulica	2,50		
<b>Distribuição:</b>		<b>Administração central:</b>	
Banco de capacitores	5,00 - 6,70	Veículos	14,29
Chave de distribuição	3,33 - 6,67	Equipamento geral	6,25
Condutor do sistema	2,70 - 3,57		
Estrutura do sistema	2,70 - 3,57		
Regulador de tensão	3,45 - 4,35		
Transformador de distribuição	3,70 - 4,00		

## 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**

As Obrigações Especiais são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

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.
- Em Março/2010 o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) trouxe o tratamento das obrigações especiais o seguinte texto: “ À exceção aos débitos já previstos nesta conta, nenhum outro débito será admitido sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador”..

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 – Amortização e registrados contabilmente de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. O prazo de início da apuração da amortização acumulada foi 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 435, de 24 de maio de 2011, define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários.

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

	Ativo intangível		Ativo financeiro		Total	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	Reapresentado		Reapresentado		Reapresentado	
Participação do consumidor	(226.256)	(279.259)	(41.495)	(8.956)	(267.751)	(288.215)
Participação da União	(9.787)	(13.633)	(4.774)	(2.332)	(14.561)	(15.965)
Participação do Estado	(7.498)	(4.536)	(457)	-	(7.955)	(4.536)
Participação dos Municípios	(4.109)	(4.155)	(3)	(28)	(4.112)	(4.183)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(288.599)	(342.641)	(107.316)	(40.694)	(395.915)	(383.335)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(238)	(308)	(101)	(40)	(339)	(348)
Universalização do serviço público de energia elétrica	(189.334)	(278.897)	(119.101)	(47.752)	(308.435)	(326.649)
Outros	(9.409)	-	-	-	(9.409)	-
<b>Total</b>	<b>(735.230)</b>	<b>(923.429)</b>	<b>(273.247)</b>	<b>(99.802)</b>	<b>(1.008.477)</b>	<b>(1.023.231)</b>

## ATUALIZAÇÃO DE ATIVOS FINANCEIROS INDENIZÁVEIS

O Ativo Financeiro refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e que no entendimento da Companhia assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a CEMAT pelos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados, por meio da tarifa, até o vencimento da concessão, por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

Uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, esses ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis e nem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”. Os fluxos de caixa atrelados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, cuja metodologia utilizada é o custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão. Essa base tarifária (BRR) é revisada a cada cinco anos considerando diversos fatores e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes desta infraestrutura (ativo físico).

Nos períodos intercalares entre a data da última e próxima revisão tarifária periódica, o saldo do ativo financeiro deve ser ajustado pela expectativa da Administração de aumento ou redução dos seus fluxos de caixa vinculados à atualização e movimentação dos bens integrantes da infraestrutura (ativo físico).

Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, a Companhia mensura seu valor justo utilizando o IGPM. Esses componentes atualizados na data do balanço determinam a nova taxa de juros utilizada pela Companhia para trazer a valor presente os fluxos de caixa estabelecidos na última revisão tarifária e previstos até a próxima revisão, em 2018. Devido à natureza deste ativo financeiro, a Companhia entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado.

Adicionalmente, a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor novo de reposição (VNR) é registrado como contrapartida na conta de receita financeira no resultado do período.

Na adoção das normas internacionais de Contabilidade, instituídas pela Lei n.º 11.638/2007, a CEMAT optou pela manutenção do saldo da reavaliação espontânea feita em Julho de 2005 (ver item reavaliação espontânea nessa mesma nota).

Em 11 de setembro de 2012, houve a publicação da Medida Provisória n.º 579, que dispõe sobre a prorrogação e licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências que foi convertida na Lei nº 12.783/2013. De acordo com esse normativo legal, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

Em abril/2013, a CEMAT concluiu o 3º Ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP), e o valor estimado de indenização foi ajustado com base no laudo utilizado para determinação da base de remuneração regulatória até 2018. Esse laudo foi a base utilizada pela companhia para efetuar a reversão do saldo de reavaliação até então constituído. Abaixo está demonstrado o movimento desse ativo no período.

<b>( 1 ) = Ativo Financeiro</b>	<b>Valor R\$</b>
Laudo do VNR - 3º CRTP	868.096
( - ) Saldo 2º Ciclo Movimentado	(846.494)
	<u>21.602</u>
<b>( 2 ) = Obrigações Especiais</b>	<b>Valor R\$</b>
Saldo 2º Ciclo Movimentado	(228.496)
Laudo do VNR - 3º CRTP	(237.050)
	<u>(8.554)</u>
<b>( 1 ) + ( 2 ) = Ganho no Ajuste do VNR</b>	<b><u>13.048</u></b>

- A Reversão do saldo remanescente de reavaliação espontânea foi feita com base no saldo de abril/2013, data do laudo do 3º ciclo de revisão tarifária periódica da CEMAT.

Após o ajuste do ativo indenizável com base no laudo do 3CRTP e atualização mensal posterior pelo IGP-M, o saldo constituído ficou conforme demonstração abaixo:

#### **Movimentação do Ativo Financeiro Indenizável (Líquido das Obrigações Especiais)**

	<b>Ativo Financeiro</b>	<b>Obrigações Especiais</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>900.967</b>	<b>(99.802)</b>	<b>801.165</b>
( + ) Adições	99.310	(154.081)	(54.771)
( - ) Baixas	(7.432)	-	(7.432)
( - ) Ajuste VNR	21.602	(8.554)	13.048
( - ) Reversão de Reavaliação	(43.515)	-	(43.515)
( + ) Atualização Financeira	39.395	(10.810)	28.585
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b><u>1.010.327</u></b>	<b><u>(273.247)</u></b>	<b><u>737.080</u></b>

### **Reavaliação Espontânea**

Em atendimento à Deliberação CVM nº 183/1995 - item 15, a Companhia procedeu em 2005 a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do imobilizado.

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



A Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29/7/2005 aprovou a nomeação das empresas especializadas Moore Stephens Lima Lucchesi Auditores Independentes e Stima Engenharia Ltda e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, no qual constam os novos valores dos bens do imobilizado na data-base de 31/5/2005, conforme detalhado a seguir:

	<b>Laudo de avaliação</b>	<b>Valor residual</b>	<b>Incremento (redução)</b>
Geração	183.051	112.947	70.104
Transmissão	1.795	2.677	(882)
Distribuição	1.208.244	815.424	392.820
Administração	43.444	37.265	6.179
<b>Total</b>	<b>1.436.534</b>	<b>968.313</b>	<b>468.221</b>
Impostos diferidos			(156.358)
Reavaliação anterior			150.728
Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciáveis			(3.494)
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas/reversão)			(292.021)
<b>Reserva de reavaliação própria registrada no patrimônio líquido em 31/12/2013</b>			<b>167.076</b>

O efeito no resultado no período findo em 31/12/2013, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$ 27.612 mil (R\$ 19.003 mil em 31/12/2012), líquido dos efeitos tributários.

### Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31/12/2013, 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 OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Durante o período findo em 31/12/2013, não ocorreu nenhum evento relevante que requeresse a revisão do referido teste. 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 Resoluções nº 52 de 25/3/2004, nº 73 de 9/7/2004, nº 79 de 30/8/2004 e nº 175 de 28/11/2005 alterada pela Resolução nº 365 de 19/5/2009, estabeleceu as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com as alterações contidas na Lei nº 10.762, de 11/11/2003 e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, no atendimento à parcela da população localizada nas áreas

urbanas e rurais, que não tinham acesso a esse serviço público.

Ainda com o objetivo de promover a universalização do acesso à energia elétrica, o Governo Federal iniciou em 2003, por força do Decreto Presidencial nº 4.873, de 11/11/2003, o Programa Luz para Todos, com o objetivo de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. A partir dessa data todas as solicitações para o atendimento de novas ligações na área urbana com a carga instalada até 50 kW, em qualquer município da concessão passaram a ser atendidas pela Concessionária sem custo para o consumidor. Em função do crescimento das demandas em todo o Brasil, o Governo Federal prorrogou o programa até o ano de 2010 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 são 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 é 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 5 Tranches no total de R\$ 1.001.304 mil, para atendimento a 122.212 ligações.

Através da Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012, ficou estabelecido as condições para a revisão dos Planos de Universalização de Energia Elétrica na área rural, considerando a Instituição do Programa Luz Para Todos para o exercício de 2011 a 2014, a Companhia terá 5.731 novos consumidores, mas terá ainda áreas rurais não energizadas. Na mesma Resolução nº 488, está previsto a possibilidade da Companhia em caráter excepcional poder apresentar um plano com limite superior a 2014.

Considerando que a demanda de propriedades rurais a serem atendidas é da ordem de 36.000, a Companhia encaminhou a ANEEL, proposta de Plano de Universalização para atender a demanda existente e o crescimento vegetativo a ser realizado até o ano de 2018, totalizando recursos no montante de R\$ 534.710 mil, dos quais R\$ 80.207 mil seriam próprios, porém a ANEEL na Reunião Pública Ordinária de 12/3/2013 definiu o ano de 2017 como limite. Na mesma reunião, a ANEEL aprovou a realização de audiência pública para alterar as Resoluções Normativas nº 488 de 2012, e nº 414, de 2012, de modo a estabelecer que, além do ano global de universalização da área de concessão, cada município também deverá ter o seu horizonte máximo para o atendimento definido pela ANEEL.

Está em fase de contratação e assinatura junto a ELETROBRÁS a 6ª Tranche do Programa, que prevê a ligação de mais 5.731 consumidores.

## **16.2. Encargos financeiros e efeitos inflacionários**

Os juros, as variações monetárias, e os demais encargos financeiros e as receitas auferidas do exercício findo em 31/12/2013, relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros para aplicação no intangível em curso, estão registrados como custo desse ativo, no montante de R\$ 1.418 mil (R\$ 14.571 mil em 31/12/2012). As obras receberão capitalização enquanto estiverem dentro do prazo de execução estabelecido pelo órgão regulador.

## 17. FORNECEDORES

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
		Reapresentado
Suprimento de energia elétrica (a)	396.179	243.757
Energia livre	7.860	6.508
Aquisição de combustível (b)	1.599	479
Encargos de uso da rede elétrica	2.321	3.522
Materiais e serviços	38.128	35.772
<b>Total</b>	<b><u>446.087</u></b>	<b><u>290.038</u></b>

(a) Deste total, R\$ 295.299 mil (R\$ 110.725 mil em 31/12/2012) representam débitos com a Eletrobrás referente ao repasse de Itaipú.

(b) Aquisição de combustível da CCC para as usinas térmicas de Comodoro, Guariba, Paranorte e Rondolândia.

## 18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	Reapresentado		Reapresentado	
<b>Obrigações fiscais Federais:</b>				
IRRF	106	637	-	-
Previdência social	3.692	3.126	-	-
FGTS	901	856	-	-
PIS	2.363	2.550	-	-
COFINS	10.885	11.747	-	-
Outros	569	620	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>18.516</b>	<b>19.536</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Parcelamentos:</b>				
Parcelamento Lei nº 11.941/2009 (a)	-	23.800	-	-
Parcelamento ordinário - PIS (b)	10.301	9.585	17.060	25.458
Parcelamento ordinário - COFINS (b)	47.448	44.147	77.458	116.215
Parcelamento ordinário - IRPJ (b)	2.411	2.243	4.018	5.981
Parcelamento ordinário - CSLL (b)	1.121	1.043	2.896	3.738
<b>Subtotal</b>	<b>61.281</b>	<b>80.818</b>	<b>101.432</b>	<b>151.392</b>
<b>Total de outras obrigações fiscais Federais</b>	<b>79.797</b>	<b>100.353</b>	<b>101.432</b>	<b>151.392</b>
<b>Total de obrigações fiscais Federais</b>	<b>79.797</b>	<b>100.353</b>	<b>101.432</b>	<b>151.392</b>
<b>Obrigações fiscais Estaduais:</b>				
ICMS	53.218	57.764	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>53.218</b>	<b>57.764</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Parcelamentos:</b>				
ICMS ( c)	3.029	-	5.061	-
<b>Subtotal</b>	<b>3.029</b>	<b>-</b>	<b>5.061</b>	<b>-</b>
<b>Total de obrigações fiscais Estaduais</b>	<b>56.247</b>	<b>57.764</b>	<b>5.061</b>	<b>-</b>
<b>Obrigações fiscais Municipais:</b>				
ISS	820	243	-	-
<b>Total de obrigações fiscais Municipais</b>	<b>820</b>	<b>243</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total de outras obrigações fiscais</b>	<b>136.864</b>	<b>158.360</b>	<b>106.493</b>	<b>151.392</b>
<b>Total de obrigações fiscais</b>	<b>136.864</b>	<b>158.360</b>	<b>106.493</b>	<b>151.392</b>

(a) Refere-se a saldos remanescentes do Parcelamento Excepcional - PAEX mantidos junto a Receita Federal do Brasil em função da adesão, em setembro de 2009, às novas modalidades de parcelamentos instituídas pela Lei nº 11.941/2009. A última parcela foi paga em julho/2013.

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

Em 29/6/2011, a Companhia concluiu a etapa final da consolidação das modalidades de parcelamento previstas nos artigos 1º e 3º da Lei nº 11.941/2009, com as informações dos montantes de prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social utilizados para a liquidação de multas e juros, indicação dos débitos passíveis de parcelamento e do número de parcelas.

	<b>Tributos</b>
	<b>RFB</b>
<b>Saldo consolidado em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>23.800</b>
Encargos	408
Amortizações	(24.208)
<b>Saldo consolidado em 31/12/2013</b>	<b>-</b>

(b) Em julho/2012 a Companhia firmou junto a Receita Federal do Brasil - RFB, pedido de parcelamento do PIS, da COFINS, do IRPJ e da CSLL, o qual será quitado em 60 parcelas. O valor de cada parcela será acrescido de juros correspondentes à variação da taxa SELIC. A primeira parcela foi paga em agosto/2012. O parcelamento ordinário anterior (de PIS e COFINS) está incluso no montante a ser pago.

(c) Em setembro/2013, a Companhia consolidou junto a Secretaria de Fazenda – SEFAZ, parcelamento de ICMS sobre a demanda contratada de energia elétrica, conforme Processo 597481-2013 em 36 parcelas mensais e consecutivas. O valor de cada parcela será atualizada pelo IGPDI, sendo a primeira parcela paga em 13/9/2013 para efetivação do referido parcelamento e a última será paga em agosto/2016.

## 19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

### 19.1. Composição

	31/12/2013		31/12/2012	
			Reapresentado	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Moeda nacional:</b>				
Eletrobrás	179.786	203.329	107.074	249.523
FINAME	80	106	264	186
Investimento	37.822	31.493	30.604	44.524
Capital de giro - CDI	165.688	207.822	75.339	291.980
Capital de giro - IPCA	-	-	23.344	-
<b>Subtotal</b>	<b>383.376</b>	<b>442.750</b>	<b>236.625</b>	<b>586.213</b>
(-) Custo de transação	(1.517)	(658)	(2.399)	(2.174)
<b>Total moeda nacional</b>	<b>381.859</b>	<b>442.092</b>	<b>234.226</b>	<b>584.039</b>
<b>Moeda estrangeira:</b>				
BID	66.578	18.741	34.423	52.756
Tesouro Nacional	1.628	47.090	2.473	42.106
<b>Subtotal</b>	<b>68.206</b>	<b>65.831</b>	<b>36.896</b>	<b>94.862</b>
(-) Cauções	-	(34.096)	-	(32.499)
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>68.206</b>	<b>31.735</b>	<b>36.896</b>	<b>62.363</b>
<b>Total geral</b>	<b>450.065</b>	<b>473.827</b>	<b>271.122</b>	<b>646.402</b>
Principal	397.635	474.485	249.936	648.576
Encargos	52.430	(658)	21.186	(2.174)

Através do despacho ANEEL n.º 213, de 25/1/2013, a Eletrobrás ficou autorizada a suspender a cobrança dos encargos regulatórios e dos financiamentos com recursos da RGR, vencidos e a vencer até que sobrevenha o final da intervenção. Assim, a companhia deve à Eletrobrás o valor de R\$ 202.953 mil em empréstimos de longo prazo em atraso. O referido despacho declara ainda que poderão ser formulados pedidos de parcelamento por eventual novo controlador da CEMAT após o fim da intervenção.

## 19.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2013	%	31/12/2012	%
			Reapresentado	
<b>Moeda nacional:</b>				
URTJLP	187	0,02	450	0,05
PRÉ-FIXADO	383.115	46,37	356.596	43,34
CDI	442.824	53,60	442.447	53,77
IPCA	-	-	23.344	2,84
<b>Subtotal</b>	<b>826.126</b>	<b>100,00</b>	<b>822.837</b>	<b>100,00</b>
(-) Custo de transação	(2.175)		(4.573)	
<b>Total moeda nacional</b>	<b>823.951</b>		<b>818.264</b>	
<b>Moeda estrangeira:</b>				
<b>Dólar norte-americano</b>				
LIBOR	19.424	14,49	16.934	12,85
PRÉ-FIXADO	114.613	85,51	114.825	87,15
<b>Subtotal</b>	<b>134.037</b>	<b>100,00</b>	<b>131.759</b>	<b>100,00</b>
(-) Cauções	(34.096)		(32.499)	
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>99.941</b>		<b>99.260</b>	
<b>Total</b>	<b>923.892</b>		<b>917.524</b>	

## 19.3. Detalhamento dos empréstimos e financiamentos

### Moeda nacional:

**a. Eletrobrás:** contratos firmados pela Companhia, para fins de investimentos, conforme detalhados abaixo:

- empréstimos tomados para expansão dos sistemas de subtransmissão, distribuição, comercialização, Programa Nacional de Irrigação e Programa Luz no Campo, sendo que a data de vencimento do último contrato ocorrerá em agosto/2022, com amortização mensal e trimestral, e as taxas de juros pré fixadas de 6% a 8% a.a., todos os contratos com carência de dois anos para o início das amortizações.
- foi assinado também o contrato ECF nº 2.673/2008, que trata do Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente, datado de 4/6/2008, com vencimento em novembro/2014, com prazo de amortização de 60 meses e carência de 15 meses a partir da 1ª liberação à taxa de juros de 5% a.a..
- empréstimos tomados para a implementação do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "Luz para Todos", instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11/11/2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás, com recursos originários da Reserva Global de Reversão - RGR. A amortização do contrato será em 120 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em fevereiro/2022, com taxas de juros de 5% a.a..

**b. Finame:** investimentos no sistema de transmissão, distribuição e comercialização. A taxa média de juros de 4,66% a.a., acrescido da variação da TJLP, com amortização mensal e vencimento da última parcela ocorrendo em abril/2016.



**c. Capital de giro:** As operações de capital de giro são indexadas a CDI, com amortização mensal e vencimento da última parcela em junho/2017.

- Operações indexadas a CDI, com taxa média ponderada de 3,13% a.a..

Dentro destas operações existe contrato com taxa de juros efetiva de CDI mais 4,42% a.a. que contemplam os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). No período findo em 31/12/2013 foram amortizados R\$ 2.399 mil (R\$ 3.293 mil em 31/12/2012).

Em 4/1/2013 foi convertido para uma CCB o saldo passivo remanescente das operações de swap, no valor de R\$ 21,1 milhões, do Banco Merrill Lynch (vide nota explicativa 22 d); o vencimento da operação será em maio/2017, com carência de principal até novembro/2013 e amortização em 42 parcelas de dezembro/2013 a maio/2017.

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado
2013	-	2.399
2014	1.517	1.517
2015	636	636
2016	22	21
<b>Total</b>	<b>2.175</b>	<b>4.573</b>

**d. Investimentos:** contratos firmados pela Companhia, cujos recursos destinam-se a investimentos conforme abaixo:

- contrato, empréstimo ponte com o Banco Santander, assinado em março/2008, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras sub-rogados com recursos da CCC por meio da Resolução nº 897 de 2/5/2007, com taxas de juros de 1,55% a.a. mais a variação de CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 48 (quarenta e oito) meses, vencendo a primeira em janeiro/2009 e a última em dezembro/2012. Em 18/9/2012 foi assinado Instrumento, prorrogando o vencimento da operação para maio/2017, com carência de principal até novembro/2013 e amortização em 42 parcelas de dezembro/2013 a maio/2017;
- contrato, empréstimo ponte com o ITAÚ BBA, assinado em dezembro/2008 e março/2009, com a finalidade de interligação da região de Juruena ao Sistema Interligado Nacional - SIN, com taxas de juros de 4,3% a.a. mais a variação de CDI, com pagamento único para quitação em junho/2010, no valor R\$ 40.000 mil. Por meio de aditivos, a taxa passou a ser de 4,9% a.a. mais a variação de CDI e pagamentos mensais a partir de junho/2011, com vencimento da última parcela em junho/2016. Em 5/9/2012 foi assinado Instrumento, prorrogando o vencimento da operação para maio/2017, com carência de principal até novembro/2013 e amortização em 42 parcelas de dezembro/2013 a maio/2017;
- contrato, empréstimo ponte com o Banco Fibra, assinado em agosto/2010, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras sub-rogadas com recursos da CCC por meio da Resolução nº 1.877, de 7/4/2009 com taxas de juros de 4,43% a.a. mais a variação do CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 45 (quarenta e cinco) meses, vencendo a primeira em dezembro/2011 e a última em agosto/2015. Em outubro/2012 foi realizado aditivo ao contrato n.º CG2115110, alterando seu vencimento para janeiro/2017, sendo que a primeira amortização do principal ocorreu em agosto/2013.

Originalmente, essa operação com Banco Fibra contava com 6 (seis) contratos: CG2115010, CG2115110, CG2115210, CG2115310, CG2115410 e CG2115510. Em agosto/2010, por meio de Contratos de Cessão de Transferência de Cédulas de Crédito Bancário, o Banco Fibra cedeu o crédito do contrato nº CG2115010 ao Fundo de Investimentos Nogovicás e cedeu os créditos dos contratos nºs CG2115210, CG2115310, CG2115410 e CG2115510 ao BTG Pactual Global Master. A taxa de juros dos 5 (cinco) contratos cedidos é de 4,43% a.a. acrescida da variação do CDI, com amortizações mensais até agosto de 2015. O contrato nº CG2115110 permaneceu com o Banco Fibra, conforme comentado no parágrafo anterior.

### **Moeda estrangeira:**

**a. Investimento - BID:** a CEMAT, em junho/2006, tomou empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID. Entre os anos de 2006 a 2008 foram liberados US\$ 114.500 mil dos recursos dos empréstimos aprovados. Do total liberado, US\$ 75.000 mil são provenientes de recursos próprios do BID (denominados como “A Loan” ou parte “A”) e US\$ 39.500 mil são provenientes de um sindicato de bancos (clubdeal) composto pelo Banco Société Générale e Banco Itaú Europa, ou parte “B”. A parte “A” do financiamento terá o prazo total de 9 anos para liquidação, sendo 3 anos de carência e mais 6 para amortização do principal. A parte “B” terá o prazo total de 6 anos para liquidação, sendo 3 anos de carência e mais 3 anos para amortização. As amortizações tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte “A” é de Libor acrescida de spread de 4,3% a.a. e a parte “B” de Libor acrescida de spread de 3,9% a.a. mais variação cambial.

Em maio/2012 ocorreu a quitação da parte “B” e em outubro/2012 foi acordado com o BID, por meio de um “Standstill Agreement” (“Standstill”), a não exigibilidade de pagamento do principal da parte “A” até a data de 26/12/2012. Após esse período foram realizados quatro aditivos ao Standstill. O quarto e mais recente aditivo tem vencimento em 15/4/2014.

**b. Tesouro nacional:** Banco do Brasil S.A. – reestruturação da dívida externa, com garantias do Tesouro Nacional, contratos assinados em 18/3/1998 e 22/9/1999 com taxas de juros pré que variam de 6,2% a 8,2% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% a.a. mais taxa Libor semestral e variação cambial, com amortização semestral, e a data do último vencimento será em abril/2024, com garantias de aval do Governo do Estado, receita própria e depósito caução de parte da dívida, atualizado mediante aplicação da média ponderada das variações dos preços dos “Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América” (“*US\$ Treasury Zero Coupon Bond*”) cujo saldo em 31/12/2013 era de R\$ 34.096 mil (R\$ 32.499 mil em 31/12/2012).

### **19.4. Garantias**

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos por alienação fiduciária dos bens financiados, notas promissórias, avais de acionista controlador e receitas futuras de fornecimento de energia elétrica.

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

Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo de transação	Cauções	31/12/2013	31/12/2012 Reapresentado
2014	-	-	-	-	-	182.870
2015	141.749	18.741	(636)	-	159.854	158.357
2016	140.114	-	(22)	-	140.092	137.591
2017	81.000	-	-	-	81.000	79.142
2018	33.418	-	-	-	33.418	33.418
2019	22.033	-	-	-	22.033	22.034
2020	13.637	-	-	-	13.637	13.637
2021	9.231	-	-	-	9.231	9.231
2022	1.568	-	-	-	1.568	1.543
2024	-	47.090	-	(34.096)	12.994	8.579
<b>Total</b>	<b>442.750</b>	<b>65.831</b>	<b>(658)</b>	<b>(34.096)</b>	<b>473.827</b>	<b>646.402</b>

## 19.6. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>234.226</b>	<b>584.039</b>	<b>36.896</b>	<b>62.363</b>	<b>917.524</b>
Ingressos	-	21.193	-	-	21.193
Encargos	85.319	-	9.480	-	94.799
Variação monetária e cambial	787	(1)	8.040	11.237	20.063
Transferências	164.656	(164.656)	40.268	(40.268)	-
Pagamentos de principal	(53.717)	-	(17.076)	-	(70.793)
Pagamentos de juros	(50.294)	-	(9.402)	-	(59.696)
Transferência de custo de transação	(1.517)	1.517	-	-	-
Apropriação de custo de transação	2.399	-	-	-	2.399
Atualização cauções	-	-	-	(1.597)	(1.597)
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>381.859</b>	<b>442.092</b>	<b>68.206</b>	<b>31.735</b>	<b>923.892</b>

## 20. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

### 20.1. Composição

	31/12/2013		31/12/2012	
			Reapresentado	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Moeda nacional:</b>				
Arrendamento mercantil	79	21	2.711	88
<b>Total moeda nacional</b>	<b>79</b>	<b>21</b>	<b>2.711</b>	<b>88</b>
<b>Moeda estrangeira:</b>				
Arrendamento mercantil	3.395	31.654	2.771	30.568
<b>Subtotal</b>	<b>3.395</b>	<b>31.654</b>	<b>2.771</b>	<b>30.568</b>
Caução	-	(7.163)	-	(6.184)
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>3.395</b>	<b>24.491</b>	<b>2.771</b>	<b>24.384</b>
<b>Total geral</b>	<b>3.474</b>	<b>24.512</b>	<b>5.482</b>	<b>24.472</b>
Principal	3.468	24.512	5.451	24.472
Encargos	6	-	31	-

### 20.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

	31/12/2013	%	31/12/2012	%
			Reapresentado	
<b>Moeda nacional:</b>				
CDI	100	100,00	2.799	100,00
<b>Total moeda nacional</b>	<b>100</b>	<b>100,00</b>	<b>2.799</b>	<b>100,00</b>
<b>Moeda estrangeira:</b>				
<b>Dólar norte-americano</b>				
LIBOR	35.049	100,00	33.339	100,00
<b>Subtotal</b>	<b>35.049</b>	<b>100,00</b>	<b>33.339</b>	<b>100,00</b>
Cauções	(7.163)		(6.184)	
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>27.886</b>		<b>27.155</b>	
<b>Total</b>	<b>27.986</b>		<b>29.954</b>	

### 20.3. Detalhamento dos arrendamentos financeiros

#### Moeda nacional:

Contratos de arrendamento mercantil de veículos e equipamentos, contratados pela variação do CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela em abril/2015.

- Operações indexadas a CDI, com taxa média ponderada de 0,69% a.a..

## Moeda estrangeira:

Arrendamento mercantil de aeronave com custo de 6,75% a.a., acrescido da variação cambial, com amortizações trimestrais de principal e juros, sendo que a data do último vencimento será em setembro/2020, com garantia de depósito caução de parte da dívida cujo saldo em 31/12/2013 era de R\$ 7.163 mil (R\$ 6.184 mil em 31/12/2012).

A dívida total a valor presente dos arrendamentos mercantis em 31/12/2013 é de R\$ 27.986 mil (R\$ 29.954 mil em 31/12/2012) e os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento	Moeda Nacional	Moeda Estrangeira	Cauções	31/12/2013	31/12/2012 Reapresentado
2013	-	-	-	-	5.482
2014	79	3.395	-	3.474	2.323
2015	21	2.740	-	2.761	3.161
2016	-	3.874	-	3.874	3.379
2017	-	4.142	-	4.142	3.613
2018	-	4.429	-	4.429	3.864
2019	-	4.736	-	4.736	4.131
2020	-	11.733	(7.163)	4.570	4.001
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>35.049</b>	<b>(7.163)</b>	<b>27.986</b>	<b>29.954</b>

## 20.4. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>2.711</b>	<b>88</b>	<b>2.771</b>	<b>24.384</b>	<b>29.954</b>
Ingressos	641	-	-	-	641
Encargos	145	-	2.322	-	2.467
Variação monetária e cambial	-	-	685	4.028	4.713
Transferências	67	(67)	2.942	(2.942)	-
Pagamentos de principal	(3.415)	-	(2.980)	-	(6.395)
Pagamentos de juros	(70)	-	(2.345)	-	(2.415)
Atualização cauções	-	-	-	(979)	(979)
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>79</b>	<b>21</b>	<b>3.395</b>	<b>24.491</b>	<b>27.986</b>

## 20.5. Arrendamentos mercantis operacionais

No período findo em 31/12/2013 a Companhia pagou um montante de R\$ 5.720 mil referente a arrendamentos mercantis operacionais, reconhecidos como despesa do exercício na rubrica "Outros Custos de Operações". Os valores de pagamentos futuros estão distribuídos da seguinte forma:

Vencimento	R\$
Até 1 ano	1.251
De 1 a 5 Anos	520
<b>Total</b>	<b>1.771</b>

## 21. DEBÊNTURES

### 21.1. Composição

	31/12/2013		31/12/2012	
			Reapresentado	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Moeda nacional:</b>				
2ª Emissão	172.998	-	170.904	-
3ª Emissão	7.731	14.797	28.512	-
4ª Emissão	12.137	83.861	95.927	-
<b>Subtotal</b>	<b>192.866</b>	<b>98.658</b>	<b>295.343</b>	-
(-) Custo de transação	(1.092)	(2.655)	(5.084)	-
<b>Total</b>	<b>191.774</b>	<b>96.003</b>	<b>290.259</b>	-
Principal	191.670	98.658	294.344	-
Encargos	104	(2.655)	(4.085)	-

### 21.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	31/12/2013	%	31/12/2012	%
			Reapresentado	
<b>Moeda nacional:</b>				
CDI	175.619	60,24	182.839	61,91
IPCA	115.905	39,76	112.504	38,09
<b>Subtotal</b>	<b>291.524</b>	<b>100,00</b>	<b>295.343</b>	<b>100,00</b>
(-) Custo de transação	(3.747)		(5.084)	
<b>Total moeda nacional</b>	<b>287.777</b>		<b>290.259</b>	

### 21.3. Detalhamento das debêntures

**a. 2ª emissão:** Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 22/4/2010, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão, não conversíveis em ações, em 13 séries totalizando R\$ 250.000.000,00. A emissão foi composta de 250 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.000,00.

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

O prazo de vencimento das debêntures é de 4(quatro) anos. A primeira série (série CDI) tem carência de pagamento de principal pelos primeiros 6 (seis) meses e será liquidada a partir de então em 42 (quarenta e duas) prestações mensais. As debêntures da segunda à décima terceira séries (séries IPCA) terão pagamentos nas suas respectivas datas de aniversário (a primeira delas, portanto, terá o seu primeiro pagamento no décimo segundo mês e assim sucessivamente para as demais séries), totalizando também 48 (quarenta e oito) meses a partir da data de emissão, definida como 15/4/2010.

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

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

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

Em 1/8/2012 foi celebrado aditamento das 13 séries da 2ª Emissão de Debêntures, alterando o vencimento e forma de amortização, sendo o novo vencimento para 15/5/2017, alterando o fluxo de pagamentos para 42 parcelas mensais e sucessivas com 1º vencimento em 15/12/2013 na razão de 2,38% do saldo devedor registrado em 15/6/2012.

**b. 3ª emissão:** Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 31/3/2011, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 3ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante de R\$ 98.000.000,00. A emissão foi composta de 98 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.000,00.

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

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

O valor nominal de cada uma das debêntures não será atualizado. A remuneração das debêntures é de CDI mais 3,9% a.a. e será paga mensalmente a partir da data de emissão, ocorrendo o primeiro pagamento de encargos financeiros em 7/5/2011 e o último na data de vencimento.

Em setembro/2012 foram recompradas 64 debêntures desta emissão, através da emissão de CCB's pelo Banco Itaú S.A. no montante equivalente a 34 debêntures na data de 6/9/2012 e pelo Banco Santander S.A. no montante equivalente a 30 debêntures na data de 6/9/2012. Deste modo, resta da 3ª Emissão o saldo referente a 30 debêntures, que tiveram seu fluxo de amortização alterado através de Aditamento celebrado na data de 21/8/2012, para o seguinte: da 11ª a 16ª a amortização será na razão de 0,925900% do principal, da 17ª a 42ª a amortização será na razão de 1,388850% do principal, da 43ª a 48ª a amortização será na razão de 2,777933% do principal, da 49ª a 54ª a amortização será na razão de 3,2408883% do principal.

Esta operação tem uma taxa de juros efetiva de CDI mais 4,83% a.a. que contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de



Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). No período findo em 31/12/2013 foram amortizados R\$ 792 mil (R\$ 1.077 mil em 31/12/2012).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado
2013	-	1.657
2014	519	-
2015	295	-
2016	51	-
<b>Total</b>	<b>865</b>	<b>1.657</b>

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

**c. 4ª emissão:** Em 5/10/2011 em Assembleia Geral Extraordinária, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 4ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante total de no mínimo R\$ 50.000,00 e máximo R\$ 100.000,00. A emissão seria composta de no mínimo 500 e no máximo 1.000 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 100.000,00.

Em 19/10/2011 foram emitidas 1.000 debêntures simples, com valor nominal unitário de R\$ 100.000,00, perfazendo um total de R\$ 100.000.000,00.

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

Em Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 4 sessões, em 7/5/2012, 8/5/2012, 11/5/2012 e 14/5/2012 foi aprovado a celebração do segundo e terceiro aditamentos à Escritura de Emissão alterando o prazo e data de vencimento das Debêntures. O pagamento será em 122 (cento e vinte e dois) meses contados da Data de Emissão, vencendo-se portanto em 19/12/2021, em 99 parcelas mensais e sucessivas, no dia 19 de cada mês, sendo as primeiras 3 parcelas no valor correspondente a 1,4492% do valor nominal de cada uma das debêntures, com vencimento da 1ª parcela em 19/2/2012 e a última em 19/4/2012; as 95 parcelas subsequentes no valor correspondente a 0,9826% do valor nominal de cada uma das debêntures, com vencimento da 4ª parcela em 19/1/2014 e da 98ª parcela em 19/11/2021 e a 99ª parcela, no valor correspondente ao saldo devedor do valor nominal de cada uma das Debêntures devidas na data do vencimento, ou seja, em 19/12/2021.

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

Esta operação tinha uma taxa de juros efetiva inicial de CDI mais 5,54% a.a. que contempla os custos de transação que são apropriados ao resultado mensalmente, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários). Em virtude da alteração do vencimento e número de parcelas, a taxa efetiva desta operação passou a ser de CDI mais 4,89% a.a.. No período findo em 31/12/2013 foram amortizados R\$ 545 mil (R\$ 973 mil em 31/12/2012).

Os custos de transação a serem amortizados são:

<b>Vencimento:</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
		Reapresentado
2013	-	3.427
2014	573	-
2015	525	-
2016	478	-
2017	418	-
2018	353	-
2019	278	-
2020	184	-
2021	73	-
<b>Total</b>	<b>2.882</b>	<b>3.427</b>

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

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

<b>Vencimento</b>	<b>Moeda nacional</b>	<b>Custo da transação</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
				Reapresentado
2014	-	-	-	-
2015	22.180	(820)	21.360	-
2016	16.199	(528)	15.671	-
2017	11.791	(418)	11.373	-
2018	11.791	(353)	11.438	-
2019	11.791	(278)	11.513	-
2020	11.791	(184)	11.607	-
2021	13.115	(74)	13.041	-
<b>Total</b>	<b>98.658</b>	<b>(2.655)</b>	<b>96.003</b>	<b>-</b>

#### 21.5. Movimentação

	<b>Circulante</b>	<b>Não circulante</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>290.259</b>	<b>-</b>	<b>290.259</b>
Encargos	28.675	-	28.675
Variação monetária	7.843	120	7.963
Transferências	(98.538)	98.538	-
Pagamentos de principal	(10.222)	-	(10.222)
Pagamentos de juros	(30.235)	-	(30.235)
Transferência de custo de transação	2.655	(2.655)	-
Apropriação de custo de transação	1.337	-	1.337
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>191.774</b>	<b>96.003</b>	<b>287.777</b>

## 22. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A contratação de instrumentos derivativos objetiva proteger a exposição das obrigações da Companhia ao risco de mercado, principalmente, riscos de variação cambial, que possam resultar em perda financeira. Esses contratos são celebrados em mercado de balcão diretamente com instituições financeiras, em sua maioria, de primeira linha. As operações com derivativos da Companhia não possuem verificadores nem chamada de margens.

### a. Valor de mercado

Alguns instrumentos financeiros têm seu custo amortizado substancialmente próximo ao valor justo. Na rubrica Consumidores (vide nota explicativa nº 7) foi apurado uma perda estimada no valor recuperável, assim, o valor recuperável pode ser considerado uma estimativa de seu valor justo. Os ativos financeiros – bens da concessão (vide nota explicativa nº 16) representam os investimentos não depreciados, assim a Companhia estima que o valor justo dos mesmos é o valor novo de reposição (VNR) com base nos laudos de revisão tarifária, em 2011 é próximo ao valor contábil. As operações com partes relacionadas estão a valor justo.

Os empréstimos e financiamentos, apresentados no quadro a seguir, incluem os valores de capital de giro em reais (CDI, IPCA), *BID*, entre outras operações financeiras, conforme demonstrados na nota explicativa nº 19. Na opinião da Administração, os empréstimos e financiamentos, os quais estão mensurados pelo custo amortizado, não apresentam variações significativas em relação aos respectivos valores justos. Esses empréstimos e financiamentos estão atualizados monetariamente com bases nos índices e juros contratados até a data de fechamento das Demonstrações Contábeis, portanto o saldo devedor está reconhecido por um montante próximo ao seu valor justo. Como não existe mercado ativo para tais instrumentos, as diferenças que poderiam ocorrer se tais valores fossem liquidados antecipadamente são muito baixas.

			31/12/2013		31/12/2012	
	Nota	Categoria	Contábil	Valor justo	Reapresentado Contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	6	Valor justo por meio de resultado	128.026	128.026	122.628	122.628
Consumidores	7	Empréstimos e recebíveis	479.565	479.565	690.318	690.318
Títulos a receber	8	Empréstimos e recebíveis	53.979	53.979	56.919	56.919
Partes relacionadas	14	Empréstimos e recebíveis	134.773	134.773	124.895	124.895
Ativo financeiro - bens da concessão	16	Disponível para venda	737.080	737.080	801.165	801.165
Sub-rogação CCC	12	Empréstimos e recebíveis	53.886	53.886	71.445	71.445
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	Mensurado pelo custo amortizado	446.087	446.087	290.038	290.038
Empréstimos e financiamentos	19	Mensurado pelo custo amortizado	923.892	923.892	917.524	917.524
Financiamento por arrendamento financeiro	20	Mensurado pelo custo amortizado	27.986	27.986	29.954	29.954
Debêntures	21	Mensurado pelo custo amortizado	287.777	287.777	290.259	290.259
Operações de swap	22	Valor justo por meio de resultado	-	-	21.096	21.096

## Hierarquia do valor justo:

	31/12/2013			31/12/2012		
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Reapresentado	
					Nível 1	Nível 2
<b>Ativos</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	128.026	40.974	87.052	122.628	55.878	66.750
<b>Passivos</b>						
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	21.096	-	21.096

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, decorrentes dos descasamentos entre moedas e indexadores. As operações com instrumentos derivativos são realizadas, por intermédio das superintendências financeiras de acordo com a estratégia previamente aprovada pelos gestores da Companhia.

A Companhia não possui instrumentos financeiros com derivativos.

### c. Obrigações expostas à variação cambial

Por meio da aplicação de procedimentos de avaliação da estrutura do endividamento e sua exposição à variação cambial, a empresa monitora internamente os riscos de eventuais perdas financeiras nas obrigações em moeda estrangeira.

### d. Composição dos saldos registrados em contas patrimoniais de outros ativos e passivos

Operações passivas				Valor justo	
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado (a)	Indexadores	Vencimento	Valor	31/12/2013	31/12/2012
			nocional		
				Reapresentado	
<b>Swap UNIT NOTES</b>					
Merrill Lynch				-	(21.096)
Saldos pendentes a pagar (a)				-	21.096
<b>Total UNIT NOTES</b>				<b>-</b>	<b>(21.096)</b>
Passivo circulante				-	(21.096)

(a) O respectivo saldo refere-se a perdas com operações de derivativos, cujo vencimento de liquidação foi fevereiro/2012. Conforme nota explicativa 19.3, em janeiro/2013, o referido saldo foi convertido em CCB (Carta de Crédito Bancário).

## Movimentação das contas patrimoniais de operações com swap:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)	(21.096)	-	(21.096)
Transferências	21.096	-	21.096
Saldo em 31/12/2013	-	-	-

## Resultado com derivativos

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

### e. Valor justo dos instrumentos derivativos

A Companhia não possui instrumentos derivativos.

### f. 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 19). 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.

### g. Garantias

As garantias dadas são mencionadas na nota explicativa nº 19 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 7.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no

valor recuperável (vide nota explicativa nº 7.2). A mitigação desse risco ocorre com a aplicação de procedimentos analíticos de monitoramento das contas a receber de consumidores, ações de cobrança e corte no fornecimento de energia. Outro fator que minimiza o risco de crédito é o perfil da carteira de crédito, que é pulverizada em um número expressivo de consumidores.

## b. Gerenciamento de risco de mercado

Risco de mercado é a eventual perda resultante de mudanças adversas nos preços de mercado. Esses riscos de mercado, que estão além de nosso controle, envolvem principalmente a possibilidade de que mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação, possam 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, conseqüentemente, contratação, caso necessário, de instrumentos derivativos junto à Instituições Financeiras de primeira linha.

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

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

A Companhia definiu 3 cenários (provável, possível e remoto) a serem simulados. No provável 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 19, 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 desconsiderados 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%)
<b>Ativos Financeiros</b>				
Recebíveis	34.096	3.161	12.476	21.790
<b>Passivos Financeiros</b>				
Mensurado pelo valor justo através do resultado	(169.086)	(15.678)	(61.869)	(108.060)
<b>Total</b>	<b>(134.990)</b>	<b>(12.517)</b>	<b>(49.393)</b>	<b>(86.270)</b>

- **Risco de indexadores**

	<b>Cenário provável</b>	<b>Cenário possível (alta de 25%)</b>	<b>Cenário remoto (alta de 50%)</b>
<b>Ativos Financeiros</b>			
CDI	(5.237)	(4.099)	(4.119)
TR	(65)	(65)	(65)
<b>Passivos Financeiros</b>			
TJLP	6	5	4
CDI	(16.937)	(34.864)	(52.792)
IPCA	181	(2.001)	(4.182)
<b>Total</b>	<b>(22.052)</b>	<b>(41.024)</b>	<b>(61.154)</b>

### c. Gerenciamento de risco de liquidez

O risco de liquidez representa o risco de a Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo caixa e investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos previstos no fluxo de caixa e, também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

### d. Gerenciamento de risco de pagamento antecipado (Covenants)

Determinados contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia estão sujeitos a condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, calculados trimestralmente.

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

No período findo em 31/12/2013, não foram atendidas as cláusulas de restrições das 2ª, 3ª e 4ª emissões de Debêntures, do Contrato com o Banco Santander, com o Itaú BBA, com o Banco Fibra, com o Banco JP Morgan, com o Banco Société Générale, com o Banco Merrill Lynch, com o Banco BTG PACTUAL e com o Banco BID.

Os pedidos de waiver para os contratos da 2ª emissão de Debêntures, do Contrato com o Banco JP Morgan, com o Banco Société Générale e com o Banco Merrill Lynch não foram obtidos até o fechamento destas demonstrações contábeis.

Os contratos com o Banco Fibra e Banco BTG Pactual, que a apuração dos Covenants é Anual, os mesmos dependem dos resultados do exercício, sendo que após a apuração e cálculo não foi atingida a meta estabelecida.

Os contratos abaixo estão classificados no longo prazo, pois foram obtidos waiver antes de 31/12/2013:

- 4ª Emissão Pública de Debêntures não conversíveis em ações - a Assembleia foi realizada em 25 de Novembro de 2013, com vencimento waiver para 31/12/2014.



- 3ª Emissão Pública de Debêntures não conversíveis em ações - a Assembleia foi realizada em 07 de outubro de 2013, com vencimento waiver para 31/12/2013.
- Contrato 270925212 com o Banco Santander – A carta de anuência foi recebida em 26 de Fevereiro de 2013, com vencimento waiver para o 4º trimestre de 2013 e ratificada através da carta de 30 de Abril de 2013.
- Contrato 100112080011100 - Itaú BBA - A carta de anuência foi recebida em 22 de Fevereiro de 2013, com vencimento waiver para o 4º trimestre de 2013 e ratificada através da carta de 05 Março de 2013.
- Contrato BID – Os Covenants estão suspensos durante a vigência do Standstill.

### **22.3. Gerenciamento de riscos relacionados à Companhia e suas operações**

As receitas operacionais podem ser positiva ou negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às tarifas. As tarifas que a Companhia cobra 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 continuidade 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 resulta 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. No entanto, estima-se que durante o ano de 2014 será necessário um montante significativo de despacho das usinas termelétricas visando afastar totalmente o risco de escassez de energia. Esse despacho poderá representar um custo adicional a ser bancado pelas distribuidoras com posterior repasse para as tarifas dos consumidores.

#### **b. Gerenciamento de risco de compra de energia**

De acordo com as atuais regras do Setor Elétrico Brasileiro, a Companhia tem a obrigação de comprar energia com antecedência para o atendimento integral ao seu mercado projetado. Essa compra é realizada por meio de leilões regulados, promovidos pela ANEEL, com antecedência de 5 anos, 3 anos e 1 ano em relação ao ano de suprimento. Além desses, normalmente são realizados leilões de ajuste durante o ano em curso de modo a permitir ajustar o nível de contratação à realização da demanda de energia.

A Companhia ainda pode lançar mão de outros recursos tais como cessões temporárias de contratos entre distribuidoras ou os mecanismos de compensação de sobras e déficits – MCS-D, realizados ao longo do ano e também no fechamento de cada ano civil. Com esse conjunto de instrumentos, com a experiência e conhecimento da dinâmica do seu mercado consumidor e com uma adequada gestão de compra de energia, a Companhia é capaz de afastar qualquer risco de penalizações regulatórias relativas à compra de energia.

### c. Risco de não renovação das concessões

A Companhia possui concessão para exploração dos serviços de geração e distribuição de energia elétrica, válidas até 2027. As regras para eventual prorrogação de concessões foram tratadas na Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013.

A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração e distribuição de energia elétrica alcançadas pela Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

A prorrogação das concessões dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

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

	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	48.533	43.743
Compensação Financeira pela Utilização Recursos Hídricos - CFURH	-	13
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	79.700	35.009
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	71.277	64.152
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	86.961	59.650
<b>Total</b>	<b>286.471</b>	<b>202.567</b>

## 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 (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848, nº 11.465 e nº 12.212, de 15/3/2004, 28/3/2007 e 20/1/2010, respectivamente.

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	Reapresentado		Reapresentado	
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	562	1.106	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME	112	554	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	12.394	10.620	22.811	24.460
Programa de Eficiência Energética - PEE	33.823	23.599	29.097	22.681
<b>Total</b>	<b>46.891</b>	<b>35.879</b>	<b>51.908</b>	<b>47.141</b>

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, nº 316, de 13/5/2008, nº 504, de 14/8/2012 e nº 556, de 18/6/2013 e Ofício Circular nº 1.644/2009-SFF/ANEEL, de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 316, de 13/5/2008, alterada pela REN nº 504 de 14/8/2012 e nº 556 de 18/6/2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Dentre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

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

## 25. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS – TRABALHISTAS

	31/12/2013	31/12/2012
		Representado
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	9.437	9.528
Provisão de encargos sociais sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	3.473	3.504
<b>Total</b>	<b>12.910</b>	<b>13.032</b>

## 26. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	31/12/2013			31/12/2012		
				Reapresentado		
	Provisão			Provisão		
	No exercício	Saldo	Depósitos judiciais	No exercício	Saldo	Depósitos judiciais
Cíveis - Consumidores (a)	73.814	90.977	3.016	16.153	17.163	1.792
Cíveis - Regulatórios (b)	(20.063)	23.927	-	43.990	43.990	-
Trabalhistas (c)	7.329	20.815	467	12.066	13.486	1.434
Fiscais e tributárias (d)	32.916	32.916	880	-	-	791
<b>Total</b>	<b>93.996</b>	<b>168.635</b>	<b>4.363</b>	<b>72.209</b>	<b>74.639</b>	<b>4.017</b>

  

	Cíveis	Regulatórios	Trabalhistas	Fiscais	Total
<b>Saldo em 31/12/2012 (Reapresentado)</b>	<b>17.163</b>	<b>43.990</b>	<b>13.486</b>	<b>-</b>	<b>74.639</b>
Constituição	76.201	11.591	9.106	35.031	131.929
Baixas/reversão	(2.387)	(31.654)	(1.777)	(2.115)	(37.933)
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>90.977</b>	<b>23.927</b>	<b>20.815</b>	<b>32.916</b>	<b>168.635</b>

  

Contingências passivas possíveis de perdas (e):	Cíveis	Regulatórios	Trabalhistas	Fiscais	Total
31/12/2012 (Reapresentado)	148.896	-	17.527	535.264	701.687
31/12/2013	34.942	-	3.620	467.670	506.232

Por ocasião da Decretação da Intervenção Federal, a administração da companhia vem aperfeiçoando suas estimativas contingenciais. Diante do grande volume de processos judiciais e administrativos, somente a partir do 3º ITR, foi possível aplicar uma classificação por objeto de cada ação, levando em consideração o histórico de decisões, a jurisprudência e demais informações que possam auxiliar na análise individual, de forma a refletir a melhor estimativa disponível na respectiva data.

(a) As ações judiciais de natureza cível se referem, em sua grande maioria, a discussões sobre: (i) Corte indevido de energia elétrica; (ii) Inscrição indevida (SPC/Serasa); (iii) Cancelamento / Revisão de fatura de irregularidade de consumo; (iv) Cancelamento / Revisão de fatura de consumo normal; (v) Ressarcimento de danos elétricos; (vi) Ligação ou troca de titularidade de UC; (vii) Programa Luz no Campo / Programa Luz para Todos; (viii) Incorporação / Indenização por construção de rede particular de energia elétrica; (ix) Acidentes com terceiros; (x) indenizações;

- i. Foram provisionadas as contingências representadas pelas citadas ações judiciais cíveis com chances prováveis de perda pela Companhia, conforme avaliação de seus advogados. De maneira geral, estima-se em cerca de 3 (três) a 5 (cinco) 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;

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

(b) Os processos regulatórios envolvem autos de infração lavrados pelos órgãos reguladores federal (ANEEL) e estadual (AGER MT), oriundos de não conformidades identificadas nas fiscalizações. Foram consideradas como de provável perda as ações que se encontram em discussão nas esferas administrativas e judiciais. Neste último trimestre, a Companhia, com espeque no artigo 65 da Lei nº 12.249/2010 c/c o artigo 17 da Lei nº 12.865/2013, na Portaria 395/AGU/2013, na Portaria 676/PGF/2013 e na Portaria 419/PGF/2013, aderiu à possibilidade de efetuar o pagamento à vista e/ou parcelado, mediante desconto, restando provisionados somente os autos de infrações não contemplados na referida adesão.

(c) As ações judiciais de natureza trabalhista se referem, em sua grande maioria, a discussões sobre: (i) Acidentes de trabalho; (ii) Horas extras e reflexos; (iii) Sobreaviso e reflexos; (iv) Equiparação salarial e reflexos; (v) Adicional de gratificação para dirigir veículos; (vi) FGTS (40% sobre o expurgo inflacionário); (vii) adicional de periculosidade.

- i. Foram provisionadas as contingências representadas pelas citadas ações judiciais trabalhistas com chances prováveis de perda pela Companhia, conforme avaliação de seus advogados. De maneira geral, estima-se em cerca de 3 (três) a 5 (cinco) 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;
- ii. A Companhia também apresentou os valores de suas contingências passivas, cujas chances de êxito são possíveis. Por entender possíveis as chances de êxito, não houve provisionamento dos referidos valores e, caso as referidas contingências venham a representar perda, estima-se cerca de 3 (três) a 5 (cinco) anos, em média, o prazo para que haja o desembolso pela Companhia.

(d) As ações Judiciais e procedimentos administrativos de natureza tributária se referem, em sua grande maioria, a discussões sobre: (i) PIS/COFINS incidentes nas faturas; (ii) ICMS incidente sobre a demanda; (iii) diferencial de alíquota; (iv) compensações e aproveitamento de créditos; (v) incidência de ISSQN.

- i. Quanto às ações judiciais, todas alusivas a discussões de consumidores sobre a incidência de PIS/COFINS e ICMS sobre a demanda, os advogados da Companhia classificaram o risco como de perda remota;
- ii. Quanto aos processos administrativos, foram provisionadas as contingências representadas por autuações com chances prováveis de perda pela Companhia, conforme avaliação de seus advogados;

- iii. Ainda, quanto aos processos administrativos, a Companhia também apresentou os valores de suas contingências passivas, cujas chances de êxito são possíveis. Por entender possíveis as chances de êxito, não houve provisionamento dos referidos valores. Caso a Companhia não tenha êxito nos processos administrativos, serão ajuizadas ações judiciais com o objetivo de anulação/nulidade das autuações, o que reforça a avaliação dos advogados em proceder à classificação como de perda possível, nos casos em que assim houve a classificação. Os processos administrativos, alcançados pela Lei da Copa (Lei Estadual nº 9.165/2009 – com as alterações da Lei Estadual nº 9.746/2012), também foram classificados como de perda possível, tendo em vista que foram inseridos no programa que autorizou a conversão de débito em investimento em infraestrutura energética necessária à realização da Copa do Mundo em 2014.

## 27. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado		Reapresentado
Adiantamento de consumidores	2.668	1.049	3.267	6.436
Valores a reembolsar - empregados	10	7	-	-
Empréstimo compulsório - Eletrobrás	-	570	-	-
Encargos tarifários	3.699	3.779	-	-
Entidades seguradoras	-	365	-	-
Convênios de arrecadação	608	1.341	-	-
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	-	-	12.201	12.201
Subvenção PIS - CCC	-	-	-	788
Subvenção COFINS - CCC	-	-	-	3.630
Plano de Universalização (a)	-	-	183.665	137.186
Outros	4.022	2.402	3.941	520
<b>Total</b>	<b>11.007</b>	<b>9.513</b>	<b>203.074</b>	<b>160.761</b>

(a) As Resoluções Homologatórias da ANEEL n.º 223/2003, n.º 250/2007, n.º 368/2009, n.º 414/2010 e n.º 488/2012 estabelecem as condições gerais para o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras. Os regulamentos citados preveem que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

## 28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 28.1. Capital social

O capital social da Companhia em 31/12/2013 e 31/12/2012 é de R\$ 710.197 mil, representado por 118.853 mil ações escriturais, sem valor nominal, sendo 41.018 mil ações ordinárias e 77.835 mil ações preferenciais, cuja composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	25.365	61,84	22.078	28,36	47.443	39,92
Inepar S.A. Indústria e Construções	10.794	26,32	8.323	10,69	19.117	16,08
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS	2.109	5,14	46.521	59,77	48.630	40,92
Outros	2.750	6,70	913	1,18	3.663	3,08
<b>Total</b>	<b>41.018</b>	<b>100,00</b>	<b>77.835</b>	<b>100,00</b>	<b>118.853</b>	<b>100,00</b>

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos a serem pagos às ações preferenciais terão um acréscimo de 10% (dez por cento) sobre aqueles pagos às ações ordinárias.

## 28.2. Reservas de lucros

	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado
Reserva legal	-	20.882
Reserva especial de dividendos não distribuídos (a)	-	15.335
Reserva de investimento	-	268.267
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>304.484</b>

(a) A A.G.O. de 30/4/2012 ratificou a decisão da Reunião do Conselho de Administração (RCA) ocorrida em 23/4/2012 a respeito da retenção do pagamento de dividendos mínimos obrigatórios. Os valores foram registrados como "Reserva especial de dividendos não distribuídos" e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, serão pagos como dividendos assim que a situação financeira da Companhia permitir, na forma do artigo 202, § 5º, da Lei nº 6.404/1976.

Em 19/12/2012, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que o pagamento dos juros sobre o capital próprio declarados na Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 30 de abril de 2012, ficaria suspenso até que seja restabelecida a capacidade financeira da Companhia.

## 28.3. Outros resultados abrangentes

	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado
Reserva de reavaliação	167.076	223.875
Ganhos e perdas atuariais - benefícios pós-emprego	(9.713)	(11.164)
<b>Total</b>	<b>157.363</b>	<b>212.711</b>

## 29. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

Não houve destinações de dividendos e juros sobre capital próprio, sendo as movimentações relativas aos exercícios findos em 31/12/2013 e 31/12/2012:



**Dividendos:**

<b>Saldo no início do exercício</b>	<b>22</b>	<b>15.369</b>
Transferência para reserva especial de dividendos não distribuídos (a)	-	(15.335)
Dividendos pagos	-	(12)
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>22</b>	<b>22</b>

**Juros sobre capital próprio (JCP):**

<b>Saldo no início do exercício</b>	<b>19.603</b>	<b>19.654</b>
JCP pagos	-	(51)
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>19.603</b>	<b>19.603</b>
<b>Saldo total de dividendos e juros sobre capital próprio (JCP)</b>	<b>19.625</b>	<b>19.625</b>

(a) Vide nota explicativa nº 28.2.

### 30. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	31/12/2013	31/12/2012
<b>RECEITA BRUTA DE VENDAS</b>		
Fornecimento de energia elétrica	1.354.381	1.381.144
Disponibilização do sistema de distribuição	1.537.433	1.676.522
Suprimento de energia elétrica	72.225	43.672
Receita de construção (a)	322.947	383.973
Outras receitas	(1.940)	18.815
<b>Total da receita bruta de vendas</b>	<b>3.285.046</b>	<b>3.504.126</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA</b>		
<b>Tributos diretos:</b>		
ICMS	(651.764)	(674.299)
PIS	(50.206)	(50.891)
COFINS	(231.252)	(234.407)
ISSQN	(428)	-
<b>Subtotal</b>	<b>(933.650)</b>	<b>(959.597)</b>
<b>Encargos do consumidor:</b>		
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR	-	(45.669)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	(59.775)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(19.228)	(66.896)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(3.902)	(4.214)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(3.902)	(4.214)
Ministério das Minas e Energia - MME	(1.951)	(2.107)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(9.446)	(10.534)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN	-	(6.321)
<b>Subtotal</b>	<b>(38.429)</b>	<b>(199.730)</b>
<b>Total das deduções da receita bruta</b>	<b>(972.079)</b>	<b>(1.159.327)</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS</b>	<b>2.312.967</b>	<b>2.344.799</b>

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

### 30.1. Receita bruta de vendas

	Nº de consumidores		MWh		R\$ mil	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Residencial	934.300	890.671	2.208.101	1.970.023	990.252	1.033.853
Industrial	21.480	20.467	877.426	806.826	463.020	470.438
Comercial, serviços e outras atividades	90.295	86.166	1.428.211	1.303.934	696.876	757.946
Rural	159.738	159.397	866.162	818.150	246.910	270.639
Poder público	11.469	11.139	310.413	299.933	137.222	156.813
Iluminação pública	759	748	278.309	248.583	57.846	60.688
Serviço público	1.162	1.133	177.177	162.306	64.940	68.781
Consumo próprio	286	285	10.275	10.137	-	-
Ultrapas.demanda e reativo excedente	-	-	-	-	(9.410)	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(22.698)	20.397
Receita do uso da rede	-	-	-	-	138.149	187.350
Fornec. não faturado - Diferimento de TUSD	-	-	-	-	-	1.505
Ressarc.por Insufic. Geração Contratada	-	-	-	-	18.790	286
Subvenção Eletrobrás - Desc. Tarifários	-	-	-	-	81.648	-
Redução da receita - Baixa renda	-	-	-	-	30.899	28.808
Provisão Redução Tarifa - Irrigação	-	-	-	-	(2.630)	162
<b>Subtotal</b>	<b>1.219.489</b>	<b>1.170.006</b>	<b>6.156.074</b>	<b>5.619.892</b>	<b>2.891.814</b>	<b>3.057.666</b>
Suprimentos - CCEE	-	-	248.002	-	72.225	43.672
Receita de construção	-	-	-	-	322.947	383.973
Outras receitas	-	-	-	-	(1.940)	18.815
<b>Total</b>	<b>1.219.489</b>	<b>1.170.006</b>	<b>6.404.076</b>	<b>5.619.892</b>	<b>3.285.046</b>	<b>3.504.126</b>

### 30.2. Reconciliação da alíquota efetiva de PIS e COFINS

	31/12/2013		31/12/2012	
	PIS	COFINS	PIS	COFINS
Fornecimento de Energia Elétrica	2.891.814	2.891.814	3.057.666	3.057.666
Outros	72.225	72.225	43.672	43.672
<b>Subtotal</b>	<b>2.964.039</b>	<b>2.964.039</b>	<b>3.101.338</b>	<b>3.101.338</b>
Alíquota	1,65%	7,60%	1,65%	7,60%
<b>Valor da Contribuição</b>	<b>48.907</b>	<b>225.267</b>	<b>51.172</b>	<b>235.702</b>
( - ) Créditos a descontar				
Energia Elétrica comprada para revenda (a)	(18.241)	(84.018)	(14.374)	(66.084)
Encargos de Uso do sistema de transmissão e distribuição	(2.409)	(11.098)	(2.521)	(11.612)
Aquisição de combustível	(85)	(394)	(94)	(433)
Materiais e serviços utilizados como insumos	(811)	(3.737)	(797)	(3.669)
Depreciação e amortização	(660)	(3.040)	(653)	(3.008)
Outros	(1.817)	(8.371)	(1.817)	(8.370)
<b>Subtotal</b>	<b>(24.024)</b>	<b>(110.657)</b>	<b>(20.256)</b>	<b>(93.176)</b>
<b>Valor da Contribuição Líquida</b>	<b>24.882</b>	<b>114.610</b>	<b>30.916</b>	<b>142.525</b>
<b>Alíquota efetiva anual (b)</b>	<b>0,84%</b>	<b>3,87%</b>	<b>1,00%</b>	<b>4,60%</b>

(a) Vide nota explicativa nº 31.

(b) Com a alteração na sistemática de cobrança pelo órgão regulador que excluiu o PIS e a COFINS da tarifa, a alíquota efetiva representa o valor médio a integrar o preço final a ser pago pelo consumidor pelo serviço público de distribuição de energia elétrica.

O PIS/PASEP e a COFINS são cobrados de acordo com as Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, e a alteração na forma de cobrança trouxe a possibilidade de que seus valores sejam fiscalizados não apenas pela ANEEL, mas por cada um dos consumidores de energia elétrica, visto que passaram a ser cobrados de forma destacada nas suas faturas, a exemplo do que ocorre com o ICMS.

### 31. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	MWh		R\$ mil	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Energia de Itaipú - Binacional	1.152.419	1.158.965	(136.256)	(119.892)
Energia de leilão	983.397	1.857.501	(232.128)	(220.166)
Energia bilateral	3.601.912	3.424.733	(625.789)	(584.595)
Cotas de Angra REN 530/12 (*)	246.503	-	(31.283)	-
Energia de curto prazo - CCEE	792.595	604.189	(210.767)	(189.824)
Cotas Garantia Física-Res.Homol.ANEEL 1410 - Anexo I	922.743	-	(26.182)	-
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	144.859	141.228	(37.755)	(35.109)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	102.259	80.431
<b>Total</b>	<b>7.844.428</b>	<b>7.186.616</b>	<b>(1.197.901)</b>	<b>(1.069.155)</b>

(\*) Contempla valor da REN 1585/2013

## 32. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Despesas:</b>								
Pessoal	(12.432)	(11.272)	(49.837)	(52.872)	-	-	-	-
Administradores	-	-	(2.072)	(2.328)	-	-	-	-
Material	(166)	(115)	(14.148)	(8.877)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(51.594)	(45.367)	(51.626)	(33.263)	-	-	-	-
Depreciação e amortização	-	-	(10.819)	(10.245)	-	-	(15)	(15)
Arrendamentos e aluguéis	(9)	(38)	(4.366)	(3.177)	-	-	-	-
Tributos	-	(83)	(2.082)	(1.444)	-	-	-	-
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	(4.449)	(4.079)
Seguros	-	(26)	(2.417)	(1.698)	-	-	-	-
Provisão (líquida de reversão)	(104.209)	(39.525)	-	-	-	-	(82.908)	(72.209)
Perdas no recebimento de créditos	(10.580)	(22.662)	-	-	-	-	-	-
Outros	1.257	578	(23.111)	(5.489)	-	-	(1.037)	(553)
<b>Subtotal de despesas</b>	<b>(177.733)</b>	<b>(118.510)</b>	<b>(160.478)</b>	<b>(119.393)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(88.409)</b>	<b>(76.856)</b>
<b>Outros Resultados:</b>								
Sobras no inventário de estoques	-	-	-	-	8.054	1.802	-	-
Ganho na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	318	3.246	-	-
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(43.015)	(19.673)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(14.576)	(1.134)
Falta no inventário do estoque	-	-	-	-	-	-	(6.139)	-
Ganho no ajuste do VNR	-	-	-	-	13.048	7.805	-	-
Provisões não operacionais (a)	-	-	-	-	-	-	(102.985)	-
Outros	-	-	-	-	(442)	(50)	(5.005)	(355)
<b>Subtotal de outros resultados</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20.978</b>	<b>12.803</b>	<b>(171.720)</b>	<b>(21.162)</b>
<b>Total</b>	<b>(177.733)</b>	<b>(118.510)</b>	<b>(160.478)</b>	<b>(119.393)</b>	<b>20.978</b>	<b>12.803</b>	<b>(260.129)</b>	<b>(98.018)</b>

(a) Vide nota explicativa n.º 13.c

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Despesas com pessoal:</b>				
Remuneração	(8.484)	(8.040)	(43.768)	(52.394)
Encargos sociais - INSS	(2.799)	(2.245)	(3.256)	(6.625)
Encargos sociais - FGTS	(767)	(663)	(935)	(1.479)
Indenização s/ o saldo do FGTS	(72)	(64)	(1.462)	(495)
Contribuição como mantenedor da Fundação	(211)	(240)	(418)	(577)
( - ) Transferências para ordens em curso	(99)	(20)	2	8.698
<b>Total despesas com pessoal</b>	<b>(12.432)</b>	<b>(11.272)</b>	<b>(49.837)</b>	<b>(52.872)</b>

### 33. RESULTADO FINANCEIRO

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
<b>Receitas financeiras:</b>		
Renda de aplicação financeira	9.320	4.317
Mútuo com partes relacionadas	10.063	9.154
Juros ativos	7.573	27.781
Variação monetária	30.267	45.794
Acréscimos moratórios	31.202	33.508
Operações de swap	-	12.367
Juros Atualização VNR	28.602	-
Ajuste marcação a mercado - swap	-	11.914
Ajuste a valor presente	18.632	24.089
Outras receitas financeiras	4.991	2.868
<b>Total das receitas financeiras</b>	<b><u>140.650</u></b>	<b><u>171.792</u></b>
<b>Despesas financeiras:</b>		
<b>Encargos de dívidas</b>		
Moeda nacional	(98.698)	(92.985)
Moeda estrangeira	(12.218)	(14.428)
<b>Subtotal</b>	<b><u>(110.916)</u></b>	<b><u>(107.413)</u></b>
<b>Variações monetárias</b>		
Moeda nacional	(17.604)	(26.831)
Moeda estrangeira	(78.120)	(45.221)
<b>Subtotal</b>	<b><u>(95.724)</u></b>	<b><u>(72.052)</u></b>
Juros / multas	(114.232)	(100.092)
Operações de swap	-	(21.751)
Ajuste marcação a mercado - swap	-	(13.628)
Ajuste a valor presente	(28.014)	(18.604)
Encargos financeiros - parcelamento da Lei nº 11.941/2009	(11.870)	(14.414)
Atualização Projetos PEE_P&D	(10.079)	(2.678)
Multas pela Incorporação de Redes	(20.875)	-
Juros Passivo Atuarial	(179)	-
Outras despesas financeiras	(1.221)	(9.394)
<b>Total das despesas financeiras</b>	<b><u>(393.110)</u></b>	<b><u>(360.026)</u></b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b><u>(252.460)</u></b>	<b><u>(188.234)</u></b>

### 34. PREJUÍZO POR AÇÃO

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

	Exercícios findos em	
	31/12/2013	31/12/2012
<b>Prejuízo líquido básico por ação</b>		
<b>Numerador</b>		
<b>Prejuízo líquido do exercício</b>		
Prejuízo disponível aos acionistas preferenciais	(250.632)	(35.751)
Prejuízo disponível aos acionistas ordinárias	(132.079)	(17.128)
	<b>(382.711)</b>	<b>(52.879)</b>
<b>Denominador (em milhares de ações)</b>		
Média ponderada de número de ações preferenciais	77.835	77.835
Média ponderada de número de ações ordinárias	41.018	41.018
	<b>118.853</b>	<b>118.853</b>
<b>Prejuízo líquido básico por ação</b>		
Ação preferencial	(3,2200)	(0,4593)
Ação ordinária	(3,2200)	(0,4176)

### 35. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

A Companhia possui programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, com base em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas. O montante dessa participação registrada como custo operacional no exercício de 2013 foi de R\$ 5.840 mil (R\$ 7.140 mil em 2012).

### 36. REAJUSTE TARIFÁRIO

Conforme Resolução Homologatória nº 1.421 de 24/1/2013 e da Nota Técnica nº 15/2013-SRE/ANEEL de 24/1/2013, a ANEEL homologou a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE e revogou a Resolução Homologatória nº 1.270 de 3/4/2012, determinando as novas tarifas que ficaram em vigor no período de 24/1/2013 a 7/4/2013.

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.506, de 5/4/2013 e da Nota Técnica nº 86/2013-SRE/ANEEL, de 1/4/2013, a ANEEL homologou o resultado do “IRT” - Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2013, e reposicionou as tarifas médias em vigor pela Resolução n.º 1.421/2013, em 0,95% (zero vírgula noventa e cinco por cento), sendo que -3,31% (menos três vírgula trinta e um por cento) são relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 4,26% (quatro vírgula vinte e seis por cento) aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de -0,04% (menos zero vírgula zero quatro 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 8/4/2013 a 7/4/2014.



### **37. PLANO DE APOSENTADORIA E PENSÃO**

A Companhia patrocina, em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão, com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Redeprev - Fundação Rede de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

Os planos de benefício instituídos pela Companhia junto à Redeprev são:

#### **a. Plano de Benefícios CEMAT BD-I:**

Instituído em 1/1/1994, está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos participantes ativos, participantes assistidos e patrocinadora. O plano encontra-se em extinção para novas adesões desde 1/1/1999. Asseguram benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

#### **b. Plano de Benefícios - R:**

Obteve autorização e aprovação para a aplicação do seu Regulamento por meio da Portaria nº 880, de 12/1/2007, emitida pelo Departamento de Análise Técnica da Secretaria de Previdência Complementar do MPS. O referido plano é resultante da fusão dos extintos Planos de Benefícios CELPA-R, CEMAT-R e ELÉTRICAS-R, cujos Regulamentos foram condensados em um único Regulamento, sem solução de continuidade. O plano está estruturado na forma de Benefício Definido.

Assegura os seguintes benefícios de risco estruturado: suplementação da aposentadoria por invalidez, suplementação do auxílio-doença, suplementação da pensão por morte e pecúlio por morte.

Os benefícios são custeados exclusivamente pela CEMAT e de forma solidária com as demais patrocinadoras, CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A. – em “Recuperação Judicial” e as empresas do grupo Rede Energia S.A. – em “Recuperação Judicial”.

Antes da fusão os planos eram contabilizados em separado, e a partir de então as contas são prestadas de forma comum, em um único balancete, por conta da legislação que regula as entidades de previdência complementar. Todavia, especificamente para efeitos desta Avaliação e para o cumprimento do CPC 33 (R1) - Benefício a empregados, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais, das despesas com contribuições, dos custos e do Ativo do Plano de Benefícios R, por empresa patrocinadora.

#### **c. Plano de Benefício CEMAT-OP:**

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

Durante o prazo de diferimento do benefício, este plano está estruturado na modalidade de Contribuição Definida e o valor da Renda Mensal Vitalícia está sempre vinculado ao montante financeiro das contribuições acumuladas a favor do participante.

A Renda Mensal Vitalícia, uma vez iniciada, é atualizada monetariamente anualmente, sendo nesta fase considerada Benefício Definido.

O custeio do plano é feito pelos participantes ativos e pela patrocinadora. Os participantes contribuem, a sua escolha, com um percentual de 2% a 20% do salário contribuição e a patrocinadora, por sua vez, contribui com um adicional de 10% sobre o valor contribuído pelos participantes.

A contribuição da patrocinadora durante o exercício de 2013 foi de R\$ 246 mil (R\$ 249 mil em 2012).

### 37.1. Situação financeira dos planos de benefícios – avaliação atuarial – data base 31/12/2013

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes da Companhia em 31/12/2013, os planos de benefícios definidos, seguindo os critérios requeridos pelo CPC 33 (R1) - Benefício a empregados, apresentam a seguinte situação:

#### a. Informações dos participantes:

	Planos de Benefícios			Total
	CEMAT BD-I	R	CEMAT-OP	
Número Participantes	3	1.919	1.925	3.847
Número Assistidos	91	29	287	407
Número Beneficiários Pensionistas (famílias)	53	20	41	114
	<b>147</b>	<b>1.968</b>	<b>2.253</b>	<b>4.368</b>

#### b. Premissas utilizadas nesta avaliação atuarial:

Taxas ao ano	AVALIAÇÃO ATUARIAL 2013	AVALIAÇÃO ATUARIAL 2012
01 Taxa de desconto real para cálculo do valor presente	6,35% - todos os planos	4,5% - todos os planos
02 Taxa de rendimento esperada real sobre os ativos dos planos	4,5% - todos os planos	4,5% - todos os planos
03 Taxa de crescimento salarial futura real	2%	2%
04 Taxa de crescimento real dos benefícios Da Previdência Social Do Plano	0 0	0 0
05 Taxa de inflação	4,50%	4,50%
06 Fator de capacidade Dos Salários Dos Benefícios	1,00 1,00	1,00 1,00
07 Tábua de mortalidade Geral	AT 2000 - MALE	AT 2000 - MALE
08 Tábua de mortalidade de inválidos	IBGE 2011, ambos os sexos	IBGE 2011, ambos os sexos
09 Tábua de entrada em invalidez	Nula	Nula
10 Tábua de rotatividade	Nula	Nula

As premissas atuariais adotadas são imparciais e mutuamente compatíveis. A taxa de desconto é baseada no rendimento do título público NTN-B, indexado ao IPCA. O título foi utilizado pois apresenta características condizentes com as características dos benefícios. A taxa de rendimento esperado sobre os ativos do plano reflete as expectativas de mercado relativas a rendimentos dos ativos do plano. A taxa de crescimento salarial real é baseada na experiência histórica da Companhia.

Para a apuração do valor presente das obrigações de benefício definido é empregado o método do crédito unitário projetado. Esse método é obrigatório segundo a deliberação CVM 695/2012.

Eventuais diferenças atuariais são reconhecidas como “remensurações” em outros resultados abrangentes. Quando o saldo da obrigação se mostrar superior ao valor justo dos ativos do plano, o déficit deve ser reconhecido no passivo da patrocinadora.

### c. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido

	CEMAT - BD-I		OP		R		Total	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	Reapresentado		Reapresentado		Reapresentado		Reapresentado	
Valor presente da obrigação de benefício definido								
Saldo no início do exercício	47.400	42.349	116.945	154.293	38.082	31.118	164.345	196.642
Custo do serviço corrente	71	90	-	-	-	-	71	90
Custo dos juros	4.362	4.340	10.762	15.811	3.505	3.189	15.124	20.151
Benefícios pagos	(980)	(3.721)	(1638)	(7.204)	(239)	(1685)	(2.618)	(10.925)
Ganhos/Perdas atuariais	(4.911)	4.342	(25.726)	(45.955)	(9.120)	5.460	(30.637)	(41613)
Saldo no final do exercício	45.942	47.400	100.343	116.945	32.228	38.082	146.285	164.345
Valor justo dos ativos do plano								
Saldo no início do exercício	46.224	41.240	121.393	174.194	22.343	19.333	167.617	215.434
Retorno esperado	4.254	4.226	11.711	17.850	2.056	1.981	15.425	22.076
Contrib.recebidas do empregador/participantes	-	3	-	-	-	-	-	3
Benefícios pagos	(980)	(3.721)	(1638)	(7.204)	(239)	(1685)	(2.618)	(10.925)
Ganhos/Perdas atuariais	(3.381)	4.476	(17.596)	(63.447)	(6.828)	2.714	(20.977)	(58.971)
Saldo no final do exercício	46.117	46.224	113.330	121.393	17.332	22.343	159.447	167.617
Posição líquida (a) (b)	175	(1.176)	12.987	4.448	(14.896)	(15.739)	13.162	3.272
Não reconhecida	175	-	12.987	4.448	-	-	13.162	4.448
Reconhecida	-	1.176	-	-	14.896	15.739	14.896	16.915

(a) Apurou-se um déficit no Plano CEMAT BD-I, após a exclusão do ativo, representado por instrumento de confissão de dívida pela patrocinadora. Foi apurado um déficit no montante de R\$ 1.176 que não estava sendo reconhecido devido a existência de uma confissão de dívida perante o plano com valor significativamente superior. Com a quitação dessa dívida a companhia passou a reconhecer esse passivo (ver nota 37.2);

(b) O plano CEMAT – OP, está integralmente coberto pelos ativos do plano;

(c) Apurou-se um déficit do Plano R de R\$ 14.896 que refere-se substancialmente a inclusão dos participantes ativos deste plano na avaliação atuarial, na qual adotou-se o método do crédito unitário projetado. Assim, foi reconhecido no passivo da patrocinadora o montante do déficit apurado.

#### d. Composição dos ativos dos planos

	CEMAT - BD-I		OP		R				Total
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	%
Disponível, gestão previdencial e administrativ:	-	240	-	-	-	-	-	240	0,00%
Investimentos:									
Títulos públicos	12.191	14.066	18.956	22.275	4.577	6.955	35.724	43.296	25,91%
Créditos privados e depósitos	18.329	15.102	28.499	23.512	6.881	7.468	53.709	46.082	38,96%
Ações	249	423	389	659	94	186	732	1.268	0,53%
Fundos de investimento	14.940	13.980	23.295	3.353	5.615	6.550	43.850	23.883	31,81%
Imobiliários	-	2.234	-	3.369	-	-	-	5.603	0,00%
Empréstimos e financiamentos	408	451	3.267	3.250	167	-	3.842	3.701	2,79%
<b>Total</b>	<b>46.117</b>	<b>46.496</b>	<b>74.407</b>	<b>56.418</b>	<b>17.334</b>	<b>21.159</b>	<b>137.857</b>	<b>124.073</b>	<b>100%</b>

#### 37.2. Reconciliação contábil

	Confissão de dívida (a)
<b>Saldo em 31/12/2011</b>	<b>15.356</b>
Despesa do exercício	1.433
Pagamentos de contribuições / dívida	(8.166)
<b>Saldo em 31/12/2012</b>	<b>8.623</b>
Despesa do exercício	589
Pagamentos de contribuições / dívida	(9.212)
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>-</b>

(a) Contas a pagar à Redeprev – Confissão de dívida: em 29/1/2003 foi firmado contrato de Parcelamento de dívida, relativo à reserva matemática no montante de R\$ 23.240 mil que será amortizado em 132 parcelas mensais e sucessivas, sendo a última em 31/12/2013, atualizadas monetariamente pelo INPC + 6% de juros a.a.. Em 18/7/2006 foi firmado um instrumento particular de contrato de amortização de insuficiência atuarial no valor de R\$ 2.500 mil, dos quais R\$ 1.142 mil referem-se à cobertura integral da insuficiência verificada no plano de benefício, e R\$ 1.358 mil com vistas à constituição de fundo de cobertura de oscilação de risco, esse montante será pago em 60 parcelas mensais e sucessivas a partir de 30/7/2006 acrescido de juros de 6% a.a. + INPC. O saldo dos contratos foram finalizados em 31/12/2013 (em 2012 R\$ 8.623 mil – RAM), integrando o saldo da rubrica “Benefícios pós-emprego”.

### 38. SEGUROS

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

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

As principais coberturas são:

Ramo de seguro	Vencimento	Importância segurada	Prêmio
RO Distribuição	30/11/2014	R\$ 100.550	R\$ 355
RCG	30/11/2014	R\$ 20.000	R\$ 557
D&O	31/8/2014	R\$ 25.000	R\$ 720
Aeronáutico	15/10/2014	US\$ 68.000	US\$ 18
Aeronáutico	15/10/2014	R\$ 615	R\$ 2
Automóvel Facultativo - Casco	30/5/2014	R\$ 1.000	R\$ 222
Transportes	1/10/2014	R\$ 2.000	R\$ 71
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	31/12/2014	Capital Básico R\$ 107	R\$ 15
Vida em Grupo (Fatura Novembro)	1/1/2014	SP Capital Básico R\$ 107	R\$ 1

#### 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.

**Responsabilidade Civil Geral (RCG):** cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros em decorrência das operações comerciais e industriais.

**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, administrador ou diretor da sociedade.

**Automóveis:** cobertura de Colisão, Incêndio e Roubo (casco) e de Danos Materiais, Corporais e Morais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

**Aeronáutico casco/LUC:** casco: garantia ao segurado na perda e/ou avaria da aeronave. LUC - Limite Único Combinado: é o reembolso das obrigações que o segurado vier a ser obrigado a pagar judicialmente ou por acordo previamente autorizado pela seguradora, por danos pessoais e/ou materiais e transportados e/ou não transportados.

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

**Vida em grupo:** cobertura de morte de qualquer tipo, invalidez permanente total ou parcial, por acidente e invalidez permanente e/ou total por doença ocorrida com empregados.

### **39. QUESTÕES AMBIENTAIS (\*)**

“Promover a preservação do meio ambiente, a prevenção da poluição e o consumo consciente. Estimular a educação ambiental dos colaboradores, fornecedores e da comunidade. Apoiar entidades de pesquisas, a inovação tecnológica e do setor elétrico associadas ao meio ambiente, à saúde e à segurança do trabalho”. (Compromisso assumido pela CEMAT em relação ao meio ambiente, em sua Política de Sustentabilidade).

A CEMAT investiu mais de R\$ 4,8 milhões em programas de meio ambiente em 2013, com destaque para a arborização urbana, a recuperação de passivos ambientais e a gestão de resíduos sólidos.

Durante o ano, foram descartadas aproximadamente 156 toneladas de material impregnado com óleo diesel de unidades desativadas de geração térmica, por meio da técnica de coprocessamento. O tratamento dos resíduos perigosos é um atendimento ao Sistema de Gestão Ambiental e de Saúde e Segurança do Trabalho da empresa e à legislação vigente.

Por determinações legais, a Fundação Nacional do Índio (FUNAI) solicitou a elaboração de um Plano Básico Ambiental (PBA) como parte dos estudos que compõem a implantação da Linha de Distribuição Sapezal / Comodoro. O PBA é o primeiro da distribuidora e caracteriza-se como um instrumento que define os programas e ações, voltados ao Componente Indígena, frente aos impactos diretos ou indiretos da construção da linha. Nesse contexto, foram propostos os Programas, Subprogramas e Ações a serem implementados, que viabilizem a minimização e o controle dos impactos da implantação do empreendimento, estimulando a sustentabilidade dos subgrupos Nambiquara e suas terras, tomando como base a realidade social que os mesmos estão inseridos na atualidade, de forma equitativa, bem como favorecendo o pleno respeito dos direitos de leis.

(\*) Informações não auditadas.

### **40. EVENTOS SUBSEQUENTES**

#### **a) Plano de Recuperação – Rede Energia**

Através da Resolução Autorizativa n.º 4.510, de 28 de Janeiro de 2014 a ANEEL anuiu à transferência de controle societário do Grupo Rede Energia para a Energisa S.A.

A referida resolução ainda aprovou o plano apresentado pelo Grupo Rede Energia e detalhado pelo Grupo Energisa, para a recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção nas distribuidoras do Grupo Rede.

A Transferência do controle do Grupo Rede ainda está condicionado ao cumprimento de outras condições precedentes previstas no Compromisso de Investimento, Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, celebrado entre a Energisa e o acionista controlador do Grupo Rede.

## **b) Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras**

A Resolução Autorizativa n.º 4.510, de 28 de Janeiro 2014, que anuiu a transferência do controle societário da Rede Energia, definiu que a nova controladora deverá observar a expressa vedação para a transferência de recursos via mútuo das distribuidoras para qualquer holding, protegendo assim o serviço público de eventuais percalços financeiros.

Diante do compromisso dos financiadores para aportar recursos na holding, a serem repassados às distribuidoras nas mesmas condições originais pactuadas, ficam autorizadas as necessárias operações de mútuo no exercício de 2014, tendo como mutuárias as concessionárias de distribuição.

## **c) Expectativa com relação a aplicação da MP 627/2013**

Em 12 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória - MP 627, que, dentre outros assuntos, revoga o Regime Tributário de Transição (RTT), instituído pelo art. 15 da Lei nº 11.941/2009, e altera a legislação relacionada ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ), à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), ao Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

A MP ainda revê diversos dispositivos da legislação tributária, a partir de 1º de janeiro de 2015, que em sua maioria possuem discussão pendente ou de certa forma questionável no âmbito judicial e/ou administrativo.

A MP entra em vigor em 1º de janeiro de 2015, exceto para os seguintes assuntos:

- a) disposições relativas à revogação do RTT e seus aspectos de adaptação, para os anos-calendário 2008 a 2013;
- b) possibilidade de opção pelos efeitos da revogação do RTT a partir de 1º de janeiro de 2014, em relação ao arts. 1º a 66º da referida MP; e
- c) alterações relativas ao parcelamento especial de débitos para com a Fazenda Nacional.

A opção pela aplicação da nova legislação (afastamento do RTT) a partir de 1º de janeiro de 2014, será irretratável e sujeitará os contribuintes às disposições dos artigos 1º a 66 da referida MP e às revogações previstas no artigo 99 da MP.

A MP também permite a opção da adoção das novas regras para a tributação em bases universais (artigos 72 a 91), que também será irretratável e sujeitará o contribuinte às novas determinações da legislação.

A Companhia analisou os efeitos da aplicação desta medida e também da Instrução Normativa da RFB n.º 1.397 de 16 de setembro de 2013 e os considerou imateriais em suas demonstrações contábeis de 31/12/2013. A Administração (Intervenção) acompanhará as possíveis alterações que o texto dessa Medida Provisória sofrerá até sua conversão em lei.

\* \* \*



## **MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO**

**Jaconias de Aguiar**

Interventor

Res. ANEEL nº 3.647/2012

**Eduardo Augusto Gomes de Assumpção**

Diretor Financeiro, Administrativo e de Relações com Investidores

**Joubert Meneguelli**

Diretor Vice Presidente/Superintendente

**CONSELHO FISCAL**

**Vilson Daniel Christofari**

Conselheiro Efetivo

**Cezar Antônio Bordin**

Conselheiro Efetivo

**José Said de Brito**

Conselheiro Efetivo

**Carlos Wagner Pacheco**

Conselheiro Efetivo

Milton Henriques de Carvalho Filho

Contador CRC MT 008306 / O - 0