

CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSSES S.A. - CEMAT

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS FINDAS EM 30 DE SETEMBRO DE 2013

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

As Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT (Companhia ou CEMAT), é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Cuiabá – MT, 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 km², atendendo 1.207.291 consumidores em 141 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

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 afetará o curso regular dos negócios da concessionária, nem seu normal funcionamento, ficando 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 serão exercidas, exclusivamente, pelo interventor, que decidirá, 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 terá 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.

Os eventos subsequentes a 30 de setembro estão mencionados na nota explicativa 32.

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 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, estão sujeitos às modificações que poderão 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 05.07.13, 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 32.b); e (iii) à homologação do plano de recuperação judicial apresentado na assembleia geral de credores de 05.07.13, no âmbito da recuperação judicial da REDE, ajuizada em conjunto com sociedades relacionadas (vide nota 1.3).

Os eventos subsequentes a 30 de setembro estão mencionados na nota explicativa 32.

1.5. Autorização de emissão das demonstrações financeiras

A autorização para emissão das informações trimestrais ocorreu na reunião da Diretoria em 29/10/2013.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS E PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As Informações Trimestrais (ITR) e as notas explicativas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 – R1 (Demonstração Intermediária) e IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board - IASB. Para a elaboração das informações trimestrais, a Companhia adotou a mesma política contábil apresentada nas demonstrações financeiras anuais de 31/12/2012, as quais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), que abrangem os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e as normas emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

Algumas notas explicativas não estão sendo apresentadas, no sentido de evitar repetições de informações já divulgadas nas demonstrações financeiras anuais mais recentes, de 31/12/2012. Entretanto é recomendada a leitura destas Informações Trimestrais – ITR em conjunto com as demonstrações financeiras anuais de 31/12/2012.

As Demonstrações Financeiras foram publicadas no jornal Brasil Econômico do dia 28/3/2013, nas páginas A38 a A46, e divulgada no site da CVM (www.cvm.gov.br) no dia 27/3/2013.

Segue abaixo a relação das notas explicativas divulgadas nas Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31/12/2012 que não estão sendo apresentadas:

- Nota 2 – Das concessões – item 2.1 Mecanismo de atualização das tarifas de fornecimento de energia elétrica dos acordos de concessão (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012);
- Nota 3 – Elaboração e apresentação das demonstrações financeiras (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012);
- Nota 4 – Principais práticas contábeis adotadas (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012);
- Nota 5 – ICPC 01 – Contratos de Concessão (IFRIC 12) (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012);
- Nota 7 – Consumidores – item 7.2.b (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012);

- Nota 14 – Partes relacionadas – item 14.3 Compartilhamento de infraestrutura (não houve alteração no seu contexto, sendo as variações dos valores referentes ao período findo em 30/9/2013 considerados imateriais pela Administração da Companhia);
- Nota 16 – Ativo Financeiro e Ativo Intangível do Contrato de Concessão – itens 16.1 Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica e 16.2 Encargos financeiros e efeitos inflacionários (não houve alteração no seu contexto, sendo os valores referentes ao período findo em 30/9/2013 considerados imateriais pela Administração da Companhia);
- Nota 29 – Dividendos e Juros sobre o Capital próprio (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012);
- Nota 35 - Participação nos resultados (não houve alteração no seu contexto, sendo as variações dos valores referentes ao período findo em 30/9/2013 considerados imateriais pela Administração da Companhia);
- Nota 36 - Reajuste Tarifário (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012);
- Nota 37 - Plano de aposentadoria e pensão (não houve alteração no seu contexto, sendo as variações dos valores referentes ao período findo em 30/9/2013 considerados imateriais pela Administração da Companhia);
- Nota 38 - Seguros (não houve alteração no seu contexto, sendo as variações dos valores referentes ao período findo em 30/9/2013 considerados imateriais pela Administração da Companhia); e
- Nota 39 - Questões ambientais (idêntica à divulgada na Demonstração anual de 31/12/2012).

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 30/9/2013, 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;

3. 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 4 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:

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 4 Usinas Termelétricas, são elas: Comodoro, Guariba, Paranorte e Rondolândia.	10,05	4,34	10/12/1997	10/12/2027

De acordo com o artigo 8º da Lei 10.848/04 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 4 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 0,26% 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) contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

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 1.939 funcionários, 1.812 prestadores de serviços e 119 estagiários, em 30/9/2013.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	30/9/2013	31/12/2012
Caixa	73	81
Saldos em conta corrente	5.487	26.981
Float Bancário (*)	32.249	28.817
Outros investimentos	123.507	66.750
Total	161.316	122.628

(*) 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.

4.1. Outros investimentos

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas %	30/9/2013	31/12/2012
Banco BVA	CDB	(*)	70,00 CDI	17	17
CEF	CDB	(*)	100,50 CDI	15.065	-
CEF	CDB	(*)	100,80 CDI	1.278	-
Banco da Amazônia (BASA)	CDB	(*)	100,00 CDI	5.191	-
Banco Máxima	CDB	(*)	105,00 CDI	-	4.334
Banco Santander	CDB	(*)	101,00 CDI	36.019	-
Banco Santander	CDB	(*)	101,50 CDI	51.350	-
Banco Santander	CDB	(*)	102,10 CDI	10.647	49.425
Subtotal - CDB				119.567	53.776
Banco Bradesco (a)	CDB	(*)	20,00 CDI	574	5.043
Banco Itaú (a)	CDB	(*)	20,00 CDI	2.228	3.458
Banco Safra (a)	CDB	(*)	10,00 CDI	99	271
Subtotal - CDB (aplic automática)				2.901	8.772
Banco Bradesco	Tít capitaliz	(*)	TR	-	3.332
Banco da Amazônia (BASA)	Tít capitaliz	(*)	TR	1.039	870
Subtotal - Título capitalização				1.039	4.202
Total				123.507	66.750

(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.

5. CONSUMIDORES

	Circulante		Não circulante	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Consumidores	577.419	637.863	78.543	123.824
(-) Perda no valor recuperável (Provisão para crédito de liquidação duvidosa)	(165.392)	(71.369)	-	-
Total	412.027	566.494	78.543	123.824

5.1. Consumidores

Classe de consumidores:	Saldos vencidos				Total	
	Saldos vincendos	até 90 dias	de 91 até 360 dias	mais de 361 dias	Total	
Circulante						
Residencial	68.488	35.086	8.244	16.606	59.936	128.424
Industrial	50.265	7.309	1.690	14.287	23.286	73.551
Comércio, serviços e outras atividades	49.053	12.934	5.148	10.632	28.714	77.767
Rural	28.369	4.969	1.106	2.758	8.833	37.202
Poder público:						
Federal	1.410	561	44	173	778	2.188
Estadual	3.201	548	111	13	672	3.873
Municipal	3.430	1.358	2.063	9.207	12.628	16.058
Iluminação pública	4.943	185	102	10.102	10.389	15.332
Serviço público	3.832	1.274	6.621	70.026	77.921	81.753
Parcelamento Energia (Faturas Novadas)	22.781	42.521	11.811	42.556	96.888	119.669
(-) Ajuste a valor presente (a)	(300)	-	-	-	-	(300)
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	-	-	-	-	-	-
Redução de uso do sistema de distribuição	-	-	-	-	-	-
Subtotal - Consumidores	235.472	106.745	36.940	176.360	320.045	555.517
Participação financeira do consumidor	1.034	237	169	960	1.366	2.400
Comercialização na CCEE (c)	787	-	-	-	-	787
Programa emergencial de redução do consumo	-	-	-	1	1	1
Encargos de capacidade emergencial	-	-	-	2.097	2.097	2.097
Concessionários/permissionários	685	-	-	-	-	685
Encargos de uso da rede elétrica	7.434	-	-	-	-	7.434
Outros	1.509	3.011	1.015	2.963	6.989	8.498
Total	246.921	109.993	38.124	182.381	330.498	577.419
Não circulante						
Fornecimento Energia (RTE não faturada) sob Limina	2.165	-	-	-	-	2.165
Parcelamento Energia (Faturas Novadas)	33.548	-	-	-	-	33.548
(-) Ajuste a valor presente (a)	(1.021)	-	-	-	-	(1.021)
Participação financeira do consumidor	28.284	-	-	-	-	28.284
Redução de tarifa irrigação e aquicultura (b)	-	-	-	-	-	-
Comercialização na CCEE (c)	2.962	-	-	-	-	2.962
Redução de uso do sistema de distribuição	12.201	-	-	-	-	12.201
Outros	404	-	-	-	-	404
Total	78.543	-	-	-	-	78.543

Do valor total de contas a receber em 30/9/2013, R\$ 153.217 mil (R\$ 153.170 mil em 31/12/2012) referem-se à 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 nº 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) 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 setembro 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 setembro 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.

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

	30/9/2013	31/12/2012
Circulante		
Residencial	(22.703)	(17.491)
Industrial	(13.369)	(2.829)
Comércio, serviços e outras atividades	(11.314)	(7.105)
Rural	(2.491)	(1.480)
Poder Público	(9.091)	(21.818)
Iluminação Pública	(10.181)	(9.205)
Serviço Público	(93.748)	(11.135)
Outras receitas	(2.495)	(306)
Total	(165.392)	(71.369)

Movimentação:	30/9/2013	31/12/2012
Saldo do início do período/exercício	(71.369)	(31.844)
Perdas no período/exercício	5.317	22.662
Recuperação de perdas	(1.075)	(591)
Complemento de provisão	(98.265)	(61.596)
Saldo do final do período/exercício	(165.392)	(71.369)

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 30/9/2013 é de R\$ 71.090 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 evidencia 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 favorável, 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 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 foi o grande responsável pela elevação de R\$ 73,4 milhões nas despesas com provisão no exercício.

6. TRIBUTOS A RECUPERAR

	Circulante		Não circulante	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Impostos de renda e contribuição social:				
Imposto de renda (a)	5.011	7.249	11.609	4.441
Contribuição social (a)	1.948	881	2.140	1.214
Impostos Retidos na Fonte	6.644	3.192	-	-
Subtotal	13.603	11.323	13.749	5.655
Outros impostos e contribuições a compensar:				
ICMS (b)	17.786	20.746	32.021	26.398
ICMS ajustado	17.786	20.746	32.021	26.398
Pis Não Cumulativo - Lei 10.637/02	49	60	-	-
Cofins Não Cumulativo - Lei 10.833/03	225	276	-	-
INSS	210	1.772	-	-
ISS - Demanda	-	-	260	178
Subtotal	18.270	22.854	32.281	26.576
Total	31.873	34.177	46.030	32.231

(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.

7. TRIBUTOS DIFERIDOS

7.1. 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:

	30/9/2013		30/9/2012	
	Imposto de renda	Contribuição Social	Imposto de renda	Contribuição Social
Composição da receita (despesa) com impostos:				
Impostos correntes	-	-	(4.731)	(1.724)
Impostos diferidos - variação líquida	17.761	(500)	1.633	599
	17.761	(500)	(3.098)	(1.125)

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

	30/9/2013		30/9/2012	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Reconciliação para taxa efetiva				
Lucro (Prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social (ajustado)	(287.502)	(287.502)	(3.801)	(3.801)
Adições(exclusões) permanentes				
Despesas indedutíveis	27	27	30	30
Multas indedutíveis	195	-	19	-
Gratificações/participações dos Administradores	-	-	406	-
Doações	91	91	93	93
Efeitos da Lei nº 11.638/2007	231	231	4.901	4.901
Outras	-	-	11.211	11.282
Subtotal	544	349	16.660	16.306
Base de cálculo dos impostos	(286.958)	(287.153)	12.859	12.505
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Saldo apurado	71.740	25.844	(3.215)	(1.125)
Créditos sobre incentivos fiscais	-	-	118	-
Créditos Não Constituídos - IN CVM 371/2002	(53.979)	(26.344)	-	-
Receita(despesa) com impostos	17.761	(500)	(3.097)	(1.125)
Taxa efetiva	6,18%	-0,17%	-81,47%	-29,61%

7.3. 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.

	30/09/2013		31/12/2012	
Natureza	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis (a)	192.534	192.534	85.722	85.722
Provisão para crédito de liquidação duvidosa (a)	165.392	165.392	99.715	99.715
Prejuízos fiscais e base negativa (b)	176.480	402.663	156.923	382.910
Ajustes da Lei nº 11.638/2007 (c)	1.321	1.321	1.553	1.553
Estudo IN CVM 371/02 (d)	(276.905)	(353.708)	(60.996)	(60.996)
Atualização do Ativo Fin. Da Concessão-VNR (e)	30.467	30.467	-	-
Provisão de encargos em Incorporação de Redes (f)	11.654	11.654	-	-
Base de cálculo dos impostos diferidos	300.943	450.323	282.919	508.905
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante	75.236	40.529	70.730	45.801

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) Perda do Ajuste conforme Lei 12.783/2013
- (f) 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:

2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017	Total
15.303	14.660	13.801	13.320	14.094	44.587	115.765

7.4. Passivo fiscal diferido

	Não circulante			
	30/9/2013		31/12/2012	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Diferenças temporárias:				
Componente financeiro (a)	-	-	39.667	39.667
Ganho de Ajuste de VNR (b)	25.466	25.466	7.805	7.805
Base de cálculo dos impostos diferidos	25.466	25.466	47.472	47.472
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Impostos diferidos não circulante (outros)	6.367	2.292	11.868	4.272

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

(a) Realização dos lucros

(b) Ganho do Ajuste conforme Lei 12.783/2013

	Não circulante			
	30/9/2013		31/12/2012	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação:				
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	(341.402)	(341.402)	(310.389)	(310.388)
Base de cálculo	308.192	308.192	339.206	339.206
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação	77.048	27.737	84.801	30.529
Total dos tributos diferidos	83.415	30.029	96.669	34.801

7.5. Movimentação dos tributos diferidos

Imposto de renda:	31/12/2012	Reconhecidos no resultado	Reconhecidos no patrimônio líquido	30/9/2013
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	21.485	26.649	-	48.134
Provisão de Encargos em Incorporação de Redes	-	2.914	-	2.914
Perda no valor recuperável	24.929	16.419	-	41.348
Prejuízos fiscais	39.231	4.892	-	44.123
Componente financeiro	(9.917)	9.917	-	-
Atualização do Ativo Financeiro	-	7.617	-	7.617
Perda / Ganho no Ajuste do VNR	(1.951)	(4.416)	-	(6.367)
Encargos de reavaliação	(84.801)	7.753	-	(77.048)
Ajustes da Lei 11.638/2007	335	(5)	-	330
Estudo IN CVM 371/02 (d)	(15.249)	(53.979)	-	(69.228)
Total	(25.939)	17.761	-	(8.179)

Contribuição social:	31/12/2012	Reconhecidos no resultado	Reconhecidos no patrimônio líquido	30/9/2013
Provisão para contingências trabalhistas e cíveis	7.733	9.595	-	17.328
Provisão de Encargos em Incorporação de Redes	-	1.049	-	1.049
Perda no valor recuperável	8.974	5.911	-	14.885
Base negativa	34.462	1.778	-	36.240
Componente financeiro	(3.570)	3.570	-	-
Atualização do Ativo Financeiro	-	2.742	-	2.742
Perda / Ganho no Ajuste do VNR	(702)	(1.590)	-	(2.292)
Encargos de reavaliação	(30.528)	2.791	-	(27.737)
Ajustes da Lei 11.638/2007	120	(1)	-	119
Estudo IN CVM 371/02 (d)	(5.490)	(26.345)	-	(31.835)
Total	10.999	(500)	-	10.500

8. TÍTULOS A RECEBER

	Circulante		Não circulante	
	30/9/2013	31/12/2012	30/9/2013	31/12/2012
Faturas parceladas	6.497	6.232	-	-
Outros títulos a receber	698	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)
Total	7.195	6.661	50.258	50.258

(a) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública – Cuiabá), que deu origem ao Precatório (processo nº 13.699/2004 – TJMT) contra a Prefeitura de Cuiabá – MT. Atualmente o processo evoluiu do 52º lugar em 2006, para 26º lugar em 2013 na listagem de precatórios pendentes de pagamento por parte da Prefeitura 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. 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:

Saldo em 31/12/2012	7.454
Valor provisionado	3.241
Valor homologado	17.636
Valor recebido	(23.478)
(1) Saldo em 30/9/2013	4.853

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:

Saldo em 31/12/2012	-
Valor homologado	49.097
Valor recebido	(44.664)
(2) Saldo em 30/9/2013	4.433
Total Subvenção Eletrobrás (1) + (2)	9.286

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:

Saldo em 31/12/2012	-
Valor homologado	74.348
Valor recebido	(74.348)
Saldo em 30/9/2013	-

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:

Saldo em 31/12/2012	-
Valor do adiantamento	51.096
Valor da receita apropriado	(36.497)
Saldo em 30/9/2013	14.599

10. 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\$ 5.157 mil até o 2º semestre de 2013, totalizando R\$ 22.364 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 aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					30/9/2013	31/12/2012
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	22.364	17.946	23.103
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em curso	45.166	32.254	-	32.254	32.254
Total		433.612	357.803	307.603	50.200	62.825
Circulante (Principal)					50.200	62.825
Circulante (Variação IGP-M)					8.195	8.620
Total do Circulante					58.395	71.445
Não circulante					-	-

Do montante pendente de recebimento, as obras do sistema Sapezal/Comodoro encontram-se em curso e, pela regra estabelecida pela ANEEL, os valores do benefício só serão repassados à Concessionária após a sua efetiva energização.

11. OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	30/9/2013	31/12/2012	30/9/2013	31/12/2012
Adiantamento a fornecedores	4.556	6.446	-	-
Bloqueio Judicial	3.674	2.685	-	-
Valores a recuperar de empregados	63	3.338	-	-
Cheques em cobrança especial	779	1.476	-	-
Despesas pagas antecipadamente	137	480	-	-
Plano de Universalização	-	5.258	-	-
Títulos e valores mobiliários	846	1.093	-	-
Créditos de contas de energia elétrica	413	389	-	-
ICMS - Aquisição de crédito terceiros (a)	-	-	11.136	11.136
Ativos mantidos para venda (b)	10.666	7.529	-	-
Banco Daycoval (c)	-	-	102.985	102.985
Dispêndios a reembolsar	-	3.202	-	-
Cauções e depósitos vinculados	-	-	200	200
Desativações em curso	4.077	-	-	-
Outros créditos a receber-CELPA - em "Recuperação Judicial" (d)	-	-	21.547	21.547
Outros créditos a receber	1.024	1.460	789	790
Total	26.235	33.356	136.657	136.658

(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 sitio 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 valores 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 está requerendo judicialmente a sua devolução. A Administração (Interventor) considera como certo o recebimento deste ativo devido às seguintes razões: (i) 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 26/10/12, no âmbito da intervenção administrativa, propõe o ressarcimento da Companhia mediante aquisição da posição do Banco Daycoval S.A.; (ii) segundo informações prestadas pela ANEEL através do Ofício SFF nº 1036/2012 de 14/11/2012, o ressarcimento destes valores é condição de aprovação do Plano de Recuperação. A perda da disponibilidade financeira decorrente da referida transferência gerou dificuldades no fluxo de caixa e comprometimento da capacidade de adimplência com as obrigações setoriais e a Administração (Interventor) avalia os atos praticados pela administração anterior sobre o assunto.

(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.

12. 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 17 – Empréstimos e financiamentos.

12.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

		Trimestre findo em:		Período findo em:		
		Relacionamento	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012
Transações de mútuos:						
Receitas financeiras			6.494	2.708	7.089	7.147
Receita de uso da rede elétrica (a):						
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada		392	522	1.461	1.574
Custo na compra de energia elétrica (a):						
Tangará Energia S.A.	Coligada		(26.094)	(23.242)	(69.826)	(65.828)
Custo de prestação de serviços:						
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada		-	(588)	(1.326)	(1.827)
		Relacionamento	No período findo em:			
			30/9/2013	31/12/2012		
SALDOS ATIVOS						
Circulante						
Consumidores (a):						
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL	Coligada		-	72		
Total Circulante			-	72		
Não circulante						
Valores a recuperar:						
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora		1.124	1.124		
Total Controladora			1.124	1.124		
Empresa Distrib. Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEV)	Coligada		60	60		
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada		10	-		
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)	Coligada		12	-		
Total			82	60		
Conta corrente (b):						
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Coligada		8.350	7.971		
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)	Coligada		9.847	9.400		
Total			18.197	17.371		
Alienações de bens e direitos (c):						
Rede Power do Brasil S.A.	Coligada		112.457	106.340		
Total			112.457	106.340		
Total Coligadas			130.736	123.771		
Total Não Circulante			131.860	124.895		

SALDOS PASSIVOS		No período findo em:	
		30/9/2013	31/12/2012
Circulante			
Fornecedores (a):			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Coligada	-	234
Tangará Energia S.A.	Coligada	8.552	9.771
		8.552	10.005
Juros sobre capital próprio:			
Rede Energia S.A. - em "Recuperação Judicial"	Controladora	7.614	7.614
		7.614	7.614

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.

(a) 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 informações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

- Contrato Multilateral de Mútuo entre as Distribuidoras**

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

A 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 informações não havia sido publicada a anuência da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

(b) 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 nº11 (d).

12.2. Remuneração dos administradores

A remuneração dos administradores, no período findo em 30/9/2013, que corresponde a benefícios de curto prazo, foi de R\$ 1.638 mil (R\$ 2.071 mil em 30/9/2012) e, o valor correspondente a benefícios pós-emprego, foi de R\$ 34 mil (R\$ 64 mil em 30/9/2012). No período findo em 30/9/2013 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.

13. INVESTIMENTOS

Propriedades para investimentos avaliadas a custo:	30/9/2013	31/12/2012
Edificações, obras civis e benfeitorias	4.154	4.160
Terrenos	1.385	1.385
Outros investimentos	862	868
Total	6.401	6.412

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.

14. 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:

	30/9/2013	31/12/2012
Ativo financeiro	612.469	801.165
Ativo intangível	1.856.977	1.517.764
Total	2.469.446	2.318.929

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

	31/12/2012	Adições	Baixas	Transferências	30/9/2013
Em serviço:					
Custo					
Geração	11.824	37	(192)	-	11.669
Distribuição	4.058.218	74.940	(127.708)	82.021	4.087.471
Comercialização	6.696	35	(350)	-	6.381
Administração	131.081	295	(13.780)	11.808	129.404
Subtotal	4.207.819	75.307	(142.030)	93.829	4.234.925
(-) Obrigações vinc. à concessão	(1.058.088)	(233.975)	218.760	(36.442)	(1.109.745)
Total do custo	3.149.731	(158.668)	76.730	57.387	3.125.180
(-) Amortização					
Geração	(5.206)	(353)	27	-	(5.532)
Distribuição	(1.169.633)	(119.407)	43.855	-	(1.245.185)
Comercialização	(3.438)	(194)	29	-	(3.603)
Administração	(59.038)	(7.869)	132	-	(66.775)
Subtotal	(1.237.315)	(127.823)	44.043	-	(1.321.095)
Obrigações vinc. à concessão	130.118	29.869	-	-	159.987
Total da amortização	(1.107.197)	(97.954)	44.043	-	(1.161.108)
Total em serviço	2.042.534	(256.622)	120.773	57.387	1.964.072
Em curso:					
Geração	2.090	5.158	-	(7.148)	100
Distribuição	356.724	292.694	-	(76.226)	573.192
Administração	12.842	2.137	-	(10.455)	4.524
Subtotal	371.656	299.989	-	(93.829)	577.816
Obrigações vinc. à concessão	(95.261)	(17.278)	3.655	36.442	(72.442)
Total em curso	276.395	282.711	3.655	(57.387)	505.374
Total	2.318.929	26.089	124.428	-	2.469.446

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

	30/9/2013			31/12/2012		
	Valor líquido			Valor líquido		
	Custo	(-) Amortização acumulada	Ativo intangível	Ativo financeiro	Ativo intangível	Ativo financeiro
Em serviço:						
Terrenos	29.216	-	-	29.216	-	28.091
Edificações, obras civis e benfeitorias	75.252	(33.108)	29.796	12.348	31.196	10.274
Máquinas e equipamentos	4.034.741	(1.248.004)	1.911.032	875.705	2.000.967	836.228
Veículos	56.394	(27.967)	28.427	-	34.577	-
Móveis e utensílios	4.102	(2.694)	1.403	4	1.482	-
Servidões (a)	14.517	(2)	(2)	14.517	(2)	11.370
Softwares (b)	20.704	(9.320)	11.384	-	1.317	15.004
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(1.109.746)	159.987	(630.438)	(319.321)	(828.168)	(99.802)
Subtotal	3.125.180	(1.161.108)	1.351.602	612.469	1.241.369	801.165
Em curso:						
Terrenos	521	-	521	-	100	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	7.635	-	7.635	-	4.126	-
Máquinas e equipamentos	455.158	-	455.158	-	291.804	-
Veículos	120	-	120	-	147	-
Móveis e utensílios	4	-	4	-	4	-
Material em depósito	89.959	-	89.959	-	48.307	-
Servidões (a)	8.681	-	8.681	-	9.213	-
Softwares (b)	1.251	-	1.251	-	9.320	-
Outros	14.488	-	14.488	-	8.635	-
(-) Obrigações vinculadas à concessão	(72.442)	-	(72.442)	-	(95.261)	-
Subtotal	505.375	-	505.375	-	276.395	-
Total	3.630.555	(1.161.108)	1.856.977	612.469	1.517.764	801.165

(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:

						30/9/2013	31/12/2012
	Taxas médias de amortização (*)	Custo	(-) Ativo financeiro líquido	(-) Amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas à concessão líquida	Valor líquido
Em serviço:							
Geração	3,00%	11.669	(1.281)	(5.532)	4.856	(181)	5.001
Distribuição	3,23%	4.087.471	(599.033)	(1.245.186)	2.243.252	(949.317)	1.184.803
Comercialização	2,97%	6.381	(1.216)	(3.603)	1.562	(258)	1.446
Administração	6,15%	129.405	(10.939)	(66.774)	51.691	(2)	50.119
Subtotal		4.234.926	(612.469)	(1.321.095)	2.301.361	(949.758)	1.351.603
Em curso:							
Geração		100	-	-	100	(25)	2.065
Distribuição		573.193	-	-	573.193	(72.342)	261.563
Comercialização		-	-	-	-	(55)	(55)
Administração		4.523	-	-	4.523	(20)	12.822
Subtotal		577.816	-	-	577.816	(72.442)	276.395
Total		4.812.742	(612.469)	(1.321.095)	2.879.177	(1.022.200)	1.517.764

(*) 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 %
Geração:		Comercialização:	
Equipamento geral	6,25	Equipamento geral	6,25
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00	Edificações	3,33
Turbina hidráulica	2,50		
Distribuição:		Administração central:	
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	
	30/9/2013	31/12/2012	30/9/2013	31/12/2012	30/9/2013	31/12/2012
Participação do consumidor	(249.890)	(279.259)	(38.392)	(8.956)	(288.282)	(288.215)
Participação da União	(8.849)	(13.633)	(5.834)	(2.332)	(14.683)	(15.965)
Participação do Estado	(6.511)	(4.536)	(457)	-	(6.968)	(4.536)
Participação dos Municípios	(4.097)	(4.155)	(15)	(28)	(4.112)	(4.183)
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	(261.299)	(342.641)	(128.764)	(40.694)	(390.063)	(383.335)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(218)	(308)	(124)	(40)	(342)	(348)
Universalização do serviço público de energia elétrica	(165.808)	(278.897)	(145.735)	(47.752)	(311.543)	(326.649)
Outros	(6.207)	-	-	-	(6.207)	-
Total	(702.879)	(923.429)	(319.321)	(99.802)	(1.022.200)	(1.023.231)

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 por não possuírem 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.

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. Abaixo está demonstrado o movimento desse ativo no período.

(1) = Ativo Financeiro	Valor R\$
Saldo 2º Ciclo Movimentado	890.009
Laudo do VNR - 3º CRTP	868.096
	(21.913)
(2) = Obrigações Especiais	Valor R\$
Saldo 2º Ciclo Movimentado	(228.496)
Laudo do VNR - 3º CRTP	(237.050)
	(8.554)
(1) + (2) = Perda Total no Ajuste do VNR *	(30.467)

* A perda de R\$ 30.467 mil foi registrada como outras despesas operacionais.

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)

	Ativo Financeiro	Obrigações Especiais	Total
Saldo em 31/12/2012	900.967	(99.802)	801.165
(+) Adições / Reclassificação	32.876	(204.318)	(171.442)
(-) Baixas	(4.463)	14	(4.449)
(-) Ajuste VNR	(21.913)	(8.554)	(30.467)
(+) Atualização Financeira	24.323	(6.661)	17.662
Saldo em 30/9/2013	931.790	(319.321)	612.469

Reavaliação

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

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

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

	Laudo de avaliação	Valor residual	Incremento (redução)
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
Total	1.436.534	968.313	468.221
Impostos diferidos			(156.358)
Reavaliação anterior			150.728
Provisão de impostos sobre reserva de reavaliação de bens não depreciables			(3.494)
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas/reversão)			(255.690)
Reserva de reavaliação própria registrada no patrimônio líquido em 30/9/2013			203.407

O efeito no resultado no período findo em 30/9/2013, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$ 20.468 mil (R\$ 12.993 mil em 30/9/2012), líquido dos efeitos tributários.

Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31/12/2012, 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 30/9/2013, 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.

15. FORNECEDORES

	<u>30/9/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Suprimento de energia elétrica (a)	341.370	243.757
Energia livre	7.860	6.508
Aquisição de combustível (b)	2.190	479
Encargos de uso da rede elétrica	2.283	3.522
Materiais e serviços	46.592	35.772
Total	<u>400.295</u>	<u>290.038</u>

(a) Deste total, R\$ 237.856 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.

16. OBRIGAÇÕES FISCAIS

	Circulante		Não circulante	
	30/9/2013	31/12/2012	30/9/2013	31/12/2012
Obrigações fiscais Federais:				
IRRF	236	637	-	-
Previdência social	2.956	3.126	-	-
FGTS	477	856	-	-
PIS	2.204	2.550	-	-
COFINS	10.150	11.747	-	-
Outros	704	620	-	-
Subtotal	16.727	19.536	-	-
Parcelamentos:				
Parcelamento Lei nº 11.941/2009 (a)	-	23.800	-	-
Parcelamento ordinário - PIS (b)	10.092	9.585	19.237	25.458
Parcelamento ordinário - COFINS (b)	46.485	44.147	87.507	116.215
Parcelamento ordinário - IRPJ (b)	2.362	2.243	4.527	5.981
Parcelamento ordinário - CSLL (b)	1.098	1.043	3.112	3.738
Subtotal	60.037	80.818	114.383	151.392
Total de outras obrigações fiscais Federais	76.764	100.353	114.383	151.392
Total de obrigações fiscais Federais	76.764	100.353	114.383	151.392
Obrigações fiscais Estaduais:				
ICMS	48.052	57.764	-	-
Subtotal	48.052	57.764	-	-
Parcelamentos:				
ICMS (c)	2.777	-	5.323	-
Subtotal	2.777	-	5.323	-
Total de obrigações fiscais Estaduais	50.829	57.764	5.323	-
Obrigações fiscais Municipais:				
ISS	571	243	-	-
Total de obrigações fiscais Municipais	571	243	-	-
Total de outras obrigações fiscais	128.164	158.360	119.706	151.392
Total de obrigações fiscais	128.164	158.360	119.706	151.392

(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.

	Tributos
	RFB
Saldo consolidado em 31/12/2012	23.800
Encargos	408
Amortizações	(24.208)
Saldo consolidado em 30/9/2013	-

(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 a 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.

17. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

17.1. Composição

	30/9/2013		31/12/2012	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Eletrobrás	159.877	214.655	107.074	249.523
FINAME	81	126	264	186
Investimento	24.570	49.170	30.604	44.524
Capital de giro - CDI	154.421	228.711	75.339	291.980
Capital de giro - IPCA	-	-	23.344	-
Subtotal	338.949	492.662	236.625	586.213
(-) Custo de transação	(1.739)	(956)	(2.399)	(2.174)
Total moeda nacional	337.210	491.706	234.226	584.039
Moeda estrangeira:				
BID	54.270	29.610	34.423	52.756
Tesouro Nacional	3.220	45.022	2.473	42.106
Subtotal	57.490	74.632	36.896	94.862
(-) Cauções	-	(33.298)	-	(32.499)
Total moeda estrangeira	57.490	41.334	36.896	62.363
Total geral	394.700	533.040	271.122	646.402
Principal	352.306	533.996	249.936	648.576
Encargos	42.394	(956)	21.186	(2.174)

A Companhia deve à Eletrobrás o valor de R\$ 213.675 mil em empréstimos de longo prazo em atraso. A despeito dessa obrigação, o despacho ANEEL n.º 213, de 25/1/2013 autorizou a Eletrobrás 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. O referido despacho declara ainda que poderão ser formulados pedidos de parcelamento por eventual novo controlador da CEMAT após o fim da intervenção.

17.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	30/9/2013	%	31/12/2012	%
Moeda nacional:				
URTJLP	207	0,02	450	0,05
PRÉ-FIXADO	374.533	45,04	356.596	43,34
CDI	456.871	54,94	442.447	53,77
IPCA	-	-	23.345	2,84
Subtotal	831.611	100,00	822.838	100,00
(-) Custo de transação	(2.695)		(4.573)	
Total moeda nacional	828.916		818.265	
 Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
LIBOR	18.632	14,10	16.934	12,85
PRÉ-FIXADO	113.490	85,90	114.824	87,15
Subtotal	132.122	100,00	131.758	100,00
(-) Cauções	(33.298)		(32.499)	
Total moeda estrangeira	98.824		99.259	
Total	927.740		917.524	

17.3. 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 sub-transmissão, 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.
- houve a liberação da 1ª parcela no mês de agosto/2008, do contrato ECF nº 2.673/2008, provindo dos recursos da RGR e 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 3,14% 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 30/9/2013 foram amortizados R\$ 1.878 mil (R\$ 3.293 mil em 31/12/2012).

Em 04/1/2013 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 20 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:	30/9/2013	31/12/2012
2013	521	2.399
2014	1.517	1.517
2015	636	636
2016	21	21
Total	2.695	4.573

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 subrogados 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 05/9/2012 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 subrogadas 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 do contrato n.º 2115110 alterando o vencimento para janeiro/2017, sendo que a primeira amortização do principal ocorrerá em agosto/2013. Em março/2013 foi realizado aditivo dos demais contratos alterando a amortização do principal para reiniciar a partir de agosto/2013, mantendo o vencimento em agosto/2015.

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 liquida  o, sendo 3 anos de carência e mais 6 para amortiza  o do principal. A parte “B” terá o prazo total de 6 anos para liquida  o, sendo 3 anos de carência e mais 3 anos para amortiza  o. As amortiza  es tanto do principal quanto dos encargos serão trimestrais. O custo da parte “A”    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 varia  o cambial.

Em outubro/2012 foi acordado com o BID, através de termo Standstill, a não exigibilidade de pagamento do principal até a data de 26/12/2012, após este período foram realizados dois aditivos onde o prazo foi estendido para 15 de janeiro de 2014.

b. Tesouro nacional: Banco do Brasil S.A. – reestrutura  o da d  vida 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 varia  o cambial, com amortiza  o semestral, e a data do último vencimento será em abril/2024, com garantias de aval do Governo do Estado, receita própria e depósito cau  o de parte da d  vida, atualizado mediante aplica  o da média ponderada das varia  es dos preços dos “Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América” (“*US\$ Treasury Zero Coupon Bond*”) cujo saldo em 30/9/2013 era de R\$ 33.298 mil (R\$ 32.499 mil em 31/12/2012).

17.4. Garantias

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

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

Vencimento	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Custo de transação	Cauções	30/9/2013	31/12/2012
2014	39.376	16.909	(299)	-	55.986	182.870
2015	151.584	12.701	(636)	-	163.649	158.357
2016	139.942	-	(21)	-	139.921	137.591
2017	81.874	-	-	-	81.874	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	1.567	-	-	-	1.567	1.543
2024	-	45.022	-	(33.298)	11.724	8.579
Total	492.662	74.632	(956)	(33.298)	533.040	646.402

17.6. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2012	234.226	584.039	36.896	62.363	917.524
Ingressos	-	21.194	-	-	21.194
Encargos	61.946	-	6.895	-	68.841
Variação monetária e cambial	787	(1)	5.168	7.891	13.845
Transferências	114.744	(114.744)	28.121	(28.121)	-
Pagamentos de principal	(37.917)	-	(12.626)	-	(50.543)
Pagamentos de juros	(37.236)	-	(6.964)	-	(44.200)
Transferência de custo de transação	(1.218)	1.218	-	-	-
Apropriação de custo de transação	1.878	-	-	-	1.878
Atualização cauções	-	-	-	(799)	(799)
Saldo em 30/9/2013	337.210	491.706	57.490	41.334	927.740

18. FINANCIAMENTO POR ARRENDAMENTO FINANCEIRO

18.1. Composição

	30/9/2013		31/12/2012	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
Arrendamento mercantil	666	-	2.711	88
Total moeda nacional	666	-	2.711	88
Moeda estrangeira:				
Arrendamento mercantil	3.179	30.959	2.771	30.568
Subtotal	3.179	30.959	2.771	30.568
Caução	-	(6.814)	-	(6.184)
Total moeda estrangeira	3.179	24.145	2.771	24.384
Total geral	3.845	24.145	5.482	24.472
Principal	3.835	24.145	5.451	24.472
Encargos	10	-	31	-

18.2. Composição do saldo devedor por moeda e indexador

	30/9/2013	%	31/12/2012	%
Moeda nacional:				
CDI	666	100,00	2.799	100,00
Total moeda nacional	666	100,00	2.799	100,00
Moeda estrangeira:				
Dólar norte-americano				
LIBOR	34.138	100,00	33.339	100,00
Subtotal	34.138	100,00	33.339	100,00
Cauções	(6.814)		(6.184)	
Total moeda estrangeira	27.324		27.155	
Total	27.990		29.954	

18.3. 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 2,73% 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 30/9/2013 era de R\$ 6.814 mil (R\$ 6.184 mil em 31/12/2012).

A dívida total a valor presente dos arrendamentos mercantis em 30/9/2013 é de R\$ 27.990 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	30/9/2013	31/12/2012
2013	579	793	-	1.372	5.482
2014	87	2.386	-	2.473	2.323
2015	-	3.449	-	3.449	3.161
2016	-	3.688	-	3.688	3.379
2017	-	3.943	-	3.943	3.613
2018	-	4.216	-	4.216	3.864
2019	-	4.508	-	4.508	4.131
2020	-	11.155	(6.814)	4.341	4.001
Total	666	34.138	(6.814)	27.990	29.954

18.4. Movimentação

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31/12/2012	2.711	88	2.771	24.384	29.954
Ingressos	641	-	-	-	641
Encargos	138	-	1.723	-	1.861
Variação monetária e cambial	-	-	461	2.514	2.975
Transferências	88	(88)	2.123	(2.123)	-
Pagamentos de principal	(2.847)	-	(2.163)	-	(5.010)
Pagamentos de juros	(65)	-	(1.736)	-	(1.801)
Atualização cauções	-	-	-	(630)	(630)
Saldo em 30/9/2013	666	-	3.179	24.145	27.990

18.5. Arrendamentos mercantis operacionais

No período findo em 30/9/2013 a Companhia pagou um montante de R\$ 3.887 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	1.389
De 1 a 5 anos	520
Total	1.909

19. DEBÊNTURES

19.1. Composição

	30/9/2013		31/12/2012	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Moeda nacional:				
2ª Emissão	42.264	133.352	170.904	-
3ª Emissão	7.732	16.685	28.512	-
4ª Emissão	95.973	-	95.927	-
Subtotal	145.969	150.037	295.343	-
(-) Custo de transação	(1.159)	(2.907)	(5.084)	-
Total	144.810	147.130	290.259	-
Principal	144.809	150.037	294.344	-
Encargos	1	(2.907)	(4.085)	-

19.2. Composição do saldo devedor por moeda/indexador

	30/9/2013	%	31/12/2012	%
Moeda nacional:				
CDI	178.853	60,42	182.839	61,91
IPCA	117.153	39,58	112.504	38,09
Subtotal	296.006	100,00	295.343	100,00
(-) Custo de transação	(4.066)		(5.084)	
Total moeda nacional	291.940		290.259	

19.3. 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 01/8/2012 foi celebrado aditamento das 13 séries da 2ª Emissão de Debêntures, alterando o vencimento e forma de amortização, sendo o novo vencimento para 15/05/2017, 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 06/9/2012 e pelo Banco Santander S.A. no montante equivalente a 30 debêntures na data de 06/9/2012. 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 30/9/2013 foram amortizados R\$ 619 mil (R\$ 1.077 mil em 31/12/2012).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	30/9/2013	31/12/2012
2013	173	1.657
2014	519	-
2015	295	-
2016	51	-
Total	1.038	1.657

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 subseqüentes 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 30/9/2013 foram amortizados R\$ 399 mil (R\$ 973 mil em 31/12/2012).

Os custos de transação a serem amortizados são:

Vencimento:	30/9/2013	31/12/2012
2013	146	3.427
2014	573	-
2015	525	-
2016	478	-
2017	418	-
2018	353	-
2019	278	-
2020	184	-
2021	73	-
Total	3.028	3.427

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

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

Vencimento	Moeda nacional	Custo da transação	30/9/2013	31/12/2012
2014	14.391	(252)	14.139	-
2015	60.396	(820)	59.576	-
2016	54.415	(528)	53.887	-
2017	20.835	(418)	20.417	-
2018	-	(353)	(353)	-
2019	-	(278)	(278)	-
2020	-	(184)	(184)	-
2021	-	(74)	(74)	-
Total	150.037	(2.907)	147.130	-

19.5. Movimentação

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31/12/2012	290.259	-	290.259
Encargos	20.922	-	20.922
Variação monetária	5.462	405	5.867
Transferências	(149.632)	149.632	-
Pagamentos de principal	(4.092)	-	(4.092)
Pagamentos de juros	(22.034)	-	(22.034)
Transferência de custo de transação	2.907	(2.907)	-
Apropriação de custo de transação	1.018	-	1.018
Saldo em 30/9/2013	144.810	147.130	291.940

20. 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 5) 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 nº14) 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 17. Na opinião da Administração, os empréstimos e financiamentos, os quais estão mensurados pelo custo amortizados, não apresentam variações significativas em relação aos respectivos valores justos. Esses empréstimos e financiamentos estão atualizados monetariamente com bases nos índices e juros contratados até a data de fechamento das Demonstrações Financeiras, portanto o saldo devedor está reconhecido por um montante próximo ao seu valor justo. Como não existe mercado ativo para tais instrumentos, as diferenças que poderiam ocorrer se tais valores fossem liquidados antecipadamente são muito baixas.

			30/9/2013		31/12/2012	
	Nota	Categoria	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	4	Valor justo por meio de resultado	161.316	161.316	122.628	122.628
Consumidores	5	Empréstimos e recebíveis	490.570	490.570	690.318	690.318
Partes relacionadas	12	Empréstimos e recebíveis	131.860	131.860	124.895	124.895
Ativo financeiro - bens da concessão	14	Disponível para venda	612.469	612.469	801.165	801.165
Sub-rogação CCC	10	Empréstimos e recebíveis	58.395	58.395	71.445	71.445
Passivos Financeiros						
Fornecedores	15	Mensurado pelo custo amortizado	400.295	400.295	290.038	290.038
Empréstimos e financiamentos	17	Mensurado pelo custo amortizado	927.740	927.740	917.524	917.700
Financiamento por arrendamento financeiro	18	Mensurado pelo custo amortizado	27.990	27.990	29.954	29.954
Debêntures	19	Mensurado pelo custo amortizado	291.940	291.940	290.259	290.259
Operações de swap	20	Valor justo por meio de resultado	-	-	21.096	21.096

Hierarquia do valor justo:

	30/9/2013			31/12/2012		
	Valor contábil	Nível 1	Nível 2	Valor contábil	Nível 1	Nível 2
Ativos						
Caixa e equivalentes de caixa	161.316	37.809	123.507	122.628	55.878	66.750
Passivos						
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	
			nocional	
			30/9/2013	30/9/2013 31/12/2012
Swap UNIT NOTES				
Merrill Lynch				- (21.096)
Saldos pendentes a pagar (a)				- 21.096
Total UNIT NOTES				- (21.096)
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 17.3, 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	(21.096)	-	(21.096)
Transferências	21.096	-	21.096
Saldo em 30/9/2013	-	-	-

Resultado com derivativos

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

e. Valor justo dos instrumentos derivativos

A Companhia não possui instrumentos derivativos.

20.1. 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.

20.2. 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 5.1). O valor do risco efetivo de eventuais perdas encontra-se apresentado como perda no valor recuperável (vide nota explicativa nº 5.2). 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 4, nº 17, nº 18 e nº 19.

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%)
Ativos Financeiros				
Recebíveis	33.298	299	8.698	17.097
Passivos Financeiros				
Mensurado pelo valor justo através do resultado	(132.122)	(1.185)	(34.512)	(67.838)
Total	(98.824)	(886)	(25.814)	(50.741)

- **Risco de indexadores**

	Cenário provável	Cenário possível (alta de 25%)	Cenário remoto (alta de 50%)
Ativos Financeiros			
CDI	(7.459)	(5.838)	(5.866)
TR	(64)	(64)	(64)
Passivos Financeiros			
TJLP	-	(3)	(6)
CDI	(7.820)	(16.826)	(25.832)
Total	(15.343)	(22.731)	(31.768)

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 30/9/2013, 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 e com o Banco do Merrill Lynch.

Os pedidos de waiver para os contratos da 4ª 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 deste ITR.

Os contratos abaixo estão classificados no longo prazo, pois foram obtidos waiver antes de 30/9/2013:

- 2ª Emissão Pública de Debêntures não conversíveis em ações - a Assembleia foi realizada em 06 de maio de 2013, com vencimento waiver para 30/9/2013.

- 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 Assembleia foi realizada em 26 de Fevereiro de 2013, com vencimento waiver para o 4º trimestre de 2013.

- Contrato 100112080011100 - Itaú BBA - A carta de anuência foi recebida em 05 de março de 2013, com vencimento waiver para o 4º trimestre de 2013.

- Quanto aos contratos com o Banco Fibra, não houve a necessidade do pedido da carta de anuência, conforme informado pelo Departamento Jurídico da Instituição, uma vez que os mesmos foram aditados, alterando a amortização do principal para reiniciar a partir de agosto/2013, mantendo o vencimento em agosto/2015 e do contrato n.º

2115110 com vencimento para janeiro/2017.

20.3. 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 2013 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.

21. TAXAS REGULAMENTARES

	30/9/2013	31/12/2012
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	47.340	43.743
Compensação Financeira pela Utilização Recursos Hídricos - CFURH	-	13
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	66.822	35.009
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	69.498	64.152
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	79.914	59.650
Total	263.574	202.567

22. 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 e nº 11.465, de 15/3/2004 e 28/3/2007, respectivamente.

	Circulante		Não circulante	
	30/9/2013	31/12/2012	30/9/2013	31/12/2012
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	950	1.106	-	-
Ministério de Minas e Energia - MME	34	554	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	11.244	10.620	21.922	24.460
Programa de Eficiência Energética - PEE	31.081	23.599	27.376	22.681
Total	43.309	35.879	49.298	47.141

A atualização das parcelas referentes aos PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176, de 28/11/2005, nº 219, de 11/4/2006, nº 300, de 12/2/2008 e nº 316, de 13/5/2008, e Ofício Circular nº 1644/2009-SFF/ANEEL, de 28/12/2009.

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

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

23. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS – TRABALHISTAS

	30/9/2013	31/12/2012
Provisões sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	12.160	9.528
Provisão de encargos sociais sobre folha de pagamento (13º salário e férias)	4.475	3.504
Total	16.635	13.032

24. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Está representada como segue:

	30/9/2013			31/12/2012		
	Provisão			Provisão		
	No exercício	Saldo	Depósitos judiciais	No exercício	Saldo	Depósitos judiciais
Cíveis - Consumidores (a)	67.156	84.319	2.395	16.153	17.163	1.792
Cíveis - Regulatórios (b)	11.048	55.038	5.410	43.990	43.990	-
Trabalhistas (c)	4.665	18.151	506	12.066	13.486	1.434
Fiscais e tributárias (d)	35.031	35.031	880	-	-	791
Total	117.900	192.539	9.191	72.209	74.639	4.017

	Cíveis	Regulatórios	Trabalhistas	Fiscais	Total
Saldo em 31/12/2012	17.163	43.990	13.486	-	74.639
Constituição	68.064	11.591	4.790	35.031	119.476
Baixas/reversão	(908)	(543)	(125)	-	(1.576)
Saldo em 30/9/2013	84.319	55.038	18.151	35.031	192.539

Contingências passivas possíveis de perdas (e):	Cíveis	Regulatórios	Trabalhistas	Fiscais	Total
31/12/2012	148.896	-	17.527	535.264	701.687
30/9/2013	27.142	-	2.001	460.149	489.292

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 deste trimestre, 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. Os depósitos em juízo para essas ações totalizaram em setembro de 2013 o valor de R\$ 5.410 mil;

(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); (vi) 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 9165/2009 – com as alterações da Lei Estadual 9746/2012), 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.

25. OUTROS PASSIVOS

	Circulante		Não circulante	
	30/9/2013	31/12/2012	30/9/2013	31/12/2012
Adiantamento de consumidores	1.719	1.049	4.666	6.436
Adiantamento desc s/tarifas	-	-	-	-
Valores a reembolsar - empregados	7	7	-	-
Empréstimo compulsório - Eletrobrás	-	570	-	-
Encargos tarifários	3.721	3.779	-	-
Entidades seguradoras	-	365	-	-
Convênios de arrecadação	1.393	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)	-	-	175.811	137.186
Outros	15.897	2.402	-	520
Total	22.737	9.513	192.678	160.761

(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.

26. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

26.1. Capital social

O capital social da Companhia em 30/9/2013 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
Total	41.018	100,00	77.835	100,00	118.853	100,00

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.

26.2. Reservas de lucros

	30/9/2013	31/12/2012
Reserva legal	20.882	20.882
Reserva especial de dividendos não distribuídos (a)	15.335	15.335
Reserva de investimento	268.267	268.267
Total	304.484	304.484

(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 Assembléia Geral Ordinária realizada no dia 30 de abril de 2012, ficaria suspenso até que seja restabelecida a capacidade financeira da Companhia.

26.3. Outros resultados abrangentes

	30/9/2013	31/12/2012
Reserva de reavaliação	203.407	223.875
Total	203.407	223.875

27. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	1/7/2013 a 30/9/2013	1/1/2013 a 30/9/2013	1/7/2012 a 30/9/2012	1/1/2012 a 30/9/2012
RECEITA BRUTA DE VENDAS				
Fornecimento de energia elétrica	391.043	937.085	367.477	962.679
Disponibilização do sistema de distribuição	336.915	1.167.140	401.148	1.202.242
Suprimento de energia elétrica	(10.118)	72.225	29.791	32.126
Receita de construção (a)	129.830	252.324	62.939	220.994
Outras receitas	9.457	6.593	(22.904)	50.814
Total da receita bruta de vendas	857.127	2.435.367	838.451	2.468.855
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA				
Tributos diretos:				
ICMS	(167.288)	(475.187)	(163.617)	(478.178)
PIS	(12.166)	(37.275)	(12.703)	(36.015)
COFINS	(56.038)	(171.693)	(58.513)	(165.887)
Subtotal	(235.492)	(684.155)	(234.833)	(680.080)
Encargos do consumidor:				
Quota - Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	(11.164)	(34.505)
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	(11.868)	(47.907)
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(4.807)	(14.421)	(16.724)	(50.172)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.043)	(2.871)	(1.071)	(2.963)
Fundo Nacional de Desenv Científico e Tecnológico-FNDCT	(1.043)	(2.871)	(1.071)	(2.963)
Ministério das Minas e Energia - MME	(521)	(1.435)	(535)	(1.481)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(2.450)	(6.705)	(2.678)	(7.407)
Ressarcimento de perdas de ICMS ex-SIN	-	-	(1.607)	(4.444)
Subtotal	(9.864)	(28.303)	(46.718)	(151.842)
Total das deduções da receita bruta	(245.356)	(712.458)	(281.551)	(831.922)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	611.771	1.722.909	556.900	1.636.933

(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.

27.1. Receita bruta de vendas

	Nº de consumidores		MWh		R\$		R\$	
					1/7/2013	1/1/2013	1/7/2012	1/1/2012
	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012	a 30/9/2013	a 30/9/2013	a 30/9/2012	a 30/9/2012
Residencial	923.815	876.294	1.586.374	1.408.680	229.480	711.590	240.703	718.335
Industrial	21.079	19.769	646.991	598.658	146.496	383.600	123.421	340.097
Comercial, serviços e outras atividades	88.952	85.730	1.048.326	954.663	167.410	512.435	182.806	541.709
Rural	159.569	158.638	658.686	601.126	75.621	185.955	77.909	197.690
Poder público	11.449	11.045	222.530	213.763	32.696	99.347	35.454	109.387
Iluminação pública	748	739	205.862	183.771	14.252	43.169	14.347	43.178
Serviço público	1.152	1.107	130.042	119.039	16.569	47.688	16.997	49.441
Consumo próprio	282	285	7.539	7.409	-	-	-	-
Ultrapass. demanda e reativo excedente	-	-	-	-	(3.278)	(6.207)	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	10.297	(18.686)	20.099	14.194
Receita do uso da rede	245	163	-	-	9.222	65.725	47.151	133.186
Fornec.não faturado-Diferimento de TUSD	-	-	-	-	-	-	-	(5.761)
Fornec.não faturado-Reposição tarifária	-	-	-	-	-	-	-	-
Redução da receita - Baixa renda	-	-	-	-	7.295	22.489	7.653	22.405
Subsídio Eletrobrás - Recursos CDE	-	-	-	-	21.898	59.750	-	-
Provisão Redução Tarifa - Irrigação	-	-	-	-	-	(2.630)	2.085	1.060
Subtotal	1.207.291	1.153.770	4.506.351	4.087.109	727.958	2.104.225	768.625	2.164.921
Suprimentos - CCEE	-	-	247.336	-	(10.118)	72.225	29.791	32.126
Receita de construção	-	-	-	-	129.830	252.324	62.939	220.994
Outras receitas	-	-	-	-	9.457	6.593	(22.904)	50.814
Total	1.207.291	1.153.770	4.753.687	4.087.109	857.127	2.435.367	838.451	2.468.855

28. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	MWh		R\$		R\$	
	30/09/2013	30/09/2012	01/07/2013	01/01/2013	01/07/2012	01/01/2012
			a	a	a	a
			30/9/2013	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2012
Energia de Itaipú - Binacional	865.290	868.333	(35.492)	(99.374)	(31.870)	(88.081)
Energia de leilão	1.178.682	1.959.720	(43.114)	(169.711)	(54.455)	(152.358)
Energia bilateral	2.725.739	2.631.966	(153.739)	(476.624)	(143.280)	(446.901)
Cotas de Angra REN 530/12	184.399	-	(8.361)	(22.295)	-	-
Energia de curto prazo - CCEE	79.527	576.370	(42.474)	(166.356)	(64.011)	(99.735)
Cotas Garantia Física-Res.Homol.ANEEL 1410 - Anexo I	681.979	-	(7.531)	(18.923)	-	-
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	104.195	101.049	(6.769)	(27.074)	(8.502)	(25.506)
Ressarcimento pela exposição térmica - Decreto 7.945/13	-	-	13.428	47.469	-	-
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	24.504	77.329	19.458	56.784
Total	5.819.811	6.137.438	(259.548)	(855.559)	(282.660)	(755.797)

29. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

	Despesas gerais e administrativas				Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	Despesas com vendas							
	1/1/2013	1/1/2012	1/1/2013	1/1/2012	1/1/2013	1/1/2012	1/1/2013	1/1/2012
	a	a	a	a	a	a	a	a
	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012
Despesas:								
Pessoal	(12.372)	(11.462)	(38.396)	(33.939)	-	-	-	-
Administradores	-	-	(1.672)	(2.135)	-	-	-	-
Material	(146)	(77)	(10.719)	(6.155)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(37.945)	(33.070)	(36.658)	(19.678)	-	-	-	-
Depreciação e amortização	-	-	(7.869)	(7.719)	-	-	(11)	(11)
Arrendamentos e aluguéis	-	(27)	(2.881)	(2.408)	-	-	-	-
Tributos	-	(83)	(1.780)	(1.381)	-	-	-	-
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	(3.315)	(3.059)
Seguros	-	(26)	(1.470)	(1.146)	-	-	-	-
Provisão (líquida de reversão)	(93.706)	(6.269)	-	-	-	-	(106.812)	(37.585)
Perdas no recebimento de créditos	(5.317)	(7.018)	-	-	-	-	-	-
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	(91)	(93)
Outros	1.074	382	(6.906)	(2.259)	-	-	(605)	(162)
Subtotal de despesas	(148.412)	(57.650)	(108.351)	(76.820)	-	-	(110.834)	(40.910)
Outros Resultados:								
Sobras no inventário de estoques	-	-	-	-	3.117	1.550	-	-
Ganho na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	28	-	-
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(19.677)	(5.038)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	-	(1.135)
Falta no inventário do estoque	-	-	-	-	-	-	(1.271)	-
Perda no valor de indenização	-	-	-	-	-	-	(30.467)	-
Outros	-	-	-	-	(11)	-	(8.232)	(768)
Subtotal de outros resultados	-	-	-	-	3.106	1.578	(59.647)	(6.941)
Total	(148.412)	(57.650)	(108.351)	(76.820)	3.106	1.578	(170.481)	(47.851)

29. DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Outras receitas operacionais		Outras despesas operacionais	
	01/07/2013	01/07/2012	01/07/2013	01/07/2012	01/07/2013	01/07/2012	01/07/2013	01/07/2012
	a	a	a	a	a	a	a	a
	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2013	30/9/2012
Despesas:								
Pessoal	(39)	190	(17.723)	(13.182)	-	-	-	-
Administradores	-	-	(504)	(628)	-	-	-	-
Material	(40)	(30)	(3.323)	(2.258)	-	-	-	-
Serviço de terceiros	(12.966)	(10.663)	(12.434)	(9.169)	-	-	-	-
Depreciação e amortização	-	-	(3.118)	(2.854)	-	-	(3)	(3)
Arrendamentos e aluguéis	-	(13)	(850)	(851)	-	-	-	-
Tributos	-	-	(410)	(164)	-	-	-	-
Taxa de fiscalização	-	-	-	-	-	-	(1.134)	(1.020)
Seguros	-	-	(461)	(91)	-	-	-	-
Provisão (líquida de reversão)	(19.905)	3.071	-	-	-	-	(96.981)	(37.586)
Perdas no recebimento de créditos	(5.317)	(7.018)	-	-	-	-	(17)	(38)
Outros	3.670	218	(7.650)	(4.465)	-	-	(203)	(129)
Subtotal de despesas	(34.597)	(14.245)	(46.473)	(33.662)	-	-	(98.338)	(38.776)
Outros Resultados:								
Sobras no inventário de estoques	-	-	-	-	1.726	(43)	-	-
Perdas na desativação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	(18.731)	(1.737)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-	-	(1.135)
Falta no inventário do estoque	-	-	-	-	-	-	23	-
Outros	-	-	-	-	(16)	147	(7.889)	1.106
Subtotal de outros resultados	-	-	-	-	1.710	104	(26.597)	(1.766)
Total	(34.597)	(14.245)	(46.473)	(33.662)	1.710	104	(124.935)	(40.542)

	Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas		Despesas com vendas		Despesas gerais e administrativas	
	1/7/2013	1/1/2013	1/7/2013	1/1/2013	1/7/2012	1/1/2012	1/7/2012	1/1/2012
	a	a	a	a	a	a	a	a
	30/9/2013	30/9/2013	30/9/2013	30/9/2013	30/9/2012	30/9/2012	30/9/2012	30/9/2012
Despesas com pessoal:								
Remuneração	-	(8.485)	(16.488)	(33.533)	193	(8.130)	(12.396)	(36.386)
Encargos sociais - INSS	-	(2.799)	(735)	(2.430)	10	(2.343)	(1.608)	(4.573)
Encargos sociais - FGTS	-	(767)	(210)	(718)	7	(664)	(206)	(975)
Indenização s/ o saldo do FGTS	-	(71)	(197)	(1.406)	-	(64)	(29)	(278)
Contribuição como mantenedor da Fundação	-	(211)	(94)	(312)	-	(240)	(143)	(425)
(-) Transferências para ordens em curso	(39)	(39)	1	3	(20)	(21)	1.200	8.698
Total despesas com pessoal	(39)	(12.372)	(17.723)	(38.396)	190	(11.462)	(13.182)	(33.939)

30. RESULTADO FINANCEIRO

	01/07/2013	01/01/2013	01/07/2012	01/01/2012
	a	a	a	a
	30/09/2013	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2012
Receitas financeiras:				
Renda de aplicação financeira	3.081	6.487	375	3.003
Mútuo com partes relacionadas	6.495	7.089	2.708	7.147
Juros ativos	2.123	8.378	1.141	5.881
Variação monetária	10.491	31.557	7.629	37.750
Acréscimos moratórios	976	18.437	6.523	23.764
Operações de swap	-	-	-	10.075
Ajuste marcação a mercado - swap	-	-	5.648	6.093
Juros de Atualização VNR	11.987	17.662	-	-
Ajuste a valor presente	4.196	13.499	4.794	19.291
Outras receitas financeiras	11.290	14.065	(5.811)	1.624
Total das receitas financeiras	50.639	117.174	23.007	114.628
Despesas financeiras:				
Encargos de dívidas				
Moeda nacional	(31.557)	(77.756)	(18.166)	(70.140)
Moeda estrangeira	(3.527)	(8.927)	(3.343)	(10.171)
Subtotal	(35.084)	(86.683)	(21.509)	(80.311)
Variações monetárias				
Moeda nacional	(5.362)	(31.720)	(19.813)	(23.443)
Moeda estrangeira	(17.849)	(44.895)	(2.983)	(35.376)
Subtotal	(23.211)	(76.615)	(22.796)	(58.819)
Juros / multas	(25.066)	(75.755)	(23.008)	(69.132)
Operações de swap	-	-	(5.603)	(20.153)
Ajuste marcação a mercado - swap	-	-	(1.349)	(13.628)
Ajuste a valor presente	(4.077)	(13.268)	(4.789)	(13.868)
Encargos financeiros - parcelamento da Lei nº 11.941/2009	(1.471)	(8.362)	-	(10.410)
Outras despesas financeiras	(9.838)	(14.151)	6.232	(10.223)
Total das despesas financeiras	(98.747)	(274.834)	(72.822)	(276.544)
Resultado financeiro	(48.108)	(157.660)	(49.815)	(161.916)

31. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO

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

	Exercícios findos em	
	30/9/2013	30/9/2012
Lucro (prejuízo) líquido básico por ação		
Numerador		
Lucro (Prejuízo) líquido do exercício		
Lucro (Prejuízo) disponível aos acionistas preferenciais	(168.537)	(5.255)
Lucro (Prejuízo) disponível aos acionistas ordinários	(88.817)	(2.770)
	(257.354)	(8.025)
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações preferenciais	77.835	77.835
Média ponderada de número de ações ordinários	41.018	41.018
	118.853	118.853
Lucro (prejuízo) líquido básico por ação		
Ação preferencial	(2,1653)	(0,06751)
Ação ordinária	(2,1653)	(0,06751)

32. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Conclusão da implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE)

Por meio da resolução homologatória n.º 367/2009, foi implantado o manual de controle patrimonial do setor elétrico. A Companhia já fez as adequações em seu sistema patrimonial o controle de seus ativos conforme a referida resolução.

A conclusão da implantação do MCPSE se dará com a escrituração das sobras físicas e sobras contábeis resultantes do trabalho de conciliação entre o cadastro patrimonial contábil e o cadastro físico de ativos. Os trabalhos estão em fase final e a expectativa é para a conclusão até o final do exercício corrente.

b) Plano de Recuperação – Rede Energia

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.

c) Compromisso de Investimento, compra e venda de ações e outras avenças

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.

* * *

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