

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.

Eletrobras

(COMPANHIA ABERTA)
CNPJ 00.001.180/0001-26

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS
DO PERÍODO FINDO EM
30 de setembro de 2013
(CONTROLADORA E CONSOLIDADO)
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - INFORMAÇÕES GERAIS

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras ou Companhia) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 4, Bloco B, 100, sala 203 - Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM e na Securities and Exchange Commission – SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) – Brasil, Madri (LATIBEX) – Espanha e Nova York (NYSE) – Estados Unidos da América. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia.

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em seis empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, abaixo relacionadas:

- Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF;
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.;
- Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR; e
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.



Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de cinco empresas distribuidoras de energia elétrica:

- Boa Vista Energia;
- Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre;
- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron;
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal; e
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa

A Companhia ainda detém o controle acionário da Amazonas Energia – AmE, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição (Vide Nota 15) e da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Centrais Hidroeléctricas de Centroamérica S.A.- CHC e a Rouar, em regime de controle conjunto com a UTE (vide nota 48).

A Companhia é controladora indireta ou participa de forma minoritária direta ou indiretamente em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de forma direta ou por meio de suas controladas. (Nota 15)

A comercialização da energia gerada está baseada em dois ambientes distintos de mercado, sendo um regulado (energia destinada às concessionárias de distribuição) e outro caracterizado por contratos livremente pactuados. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece diferenciação entre energias provenientes de novos empreendimentos e de empreendimentos existentes, determinando a realização de leilões distintos para cada uma destas modalidades.

A Companhia é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A Companhia é responsável, também, pela gestão de recursos setoriais, representados pela Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Utilização de Bem Público - UBP e Conta de Consumo de Combustível – CCC. Estes fundos financiam programas do Governo Federal de universalização de acesso à energia elétrica, de eficiência na iluminação pública, de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, de conservação de energia elétrica e a aquisição de combustíveis fósseis utilizados nos sistemas isolados de geração de energia elétrica, cujas movimentações financeiras não afetam o resultado da Companhia (exceto pela taxa de administração em determinados Fundos).

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Proinfa.

O novo regime econômico das concessões estabelecido pela Lei nº 12.783, aplicado às concessões de geração e transmissão da Companhia que foram prorrogadas, reduziram suas receitas correntes, impactando o seu resultado operacional do período.

Visando recuperar a capacidade de geração de caixa e a rentabilidade da Empresa, a Administração está implementando um plano de ajuste composto por aumento de receitas e redução de custos. No que refere a aumento de receitas, busca a remuneração para os investimentos realizados com modernizações de usinas hidrelétricas e obtenção de tarifas para os investimentos realizados em sistemas de transmissão já existentes.

No contexto da redução de custos, destacam-se o Plano de Incentivo ao Desligamento (PID), abrangendo 4.220 empregados e a reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras. A implementação desse plano, juntamente com a entrada em fase operacional de novas Usinas e Linhas de Transmissão, especialmente a UHE Santo Antonio, a UHE Jirau, a UHE Teles Pires e a UHE Belo Monte, além das Linhas do Madeira, proporcionarão a recuperação da geração de caixa e da rentabilidade da Companhia.

O resultado operacional da Companhia referente ao 3º trimestre de 2013, ainda não reflete grande parte dos impactos do plano de ajuste, porém inclui provisão para o plano de desligamento conforme mencionado na nota 30.2.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 42,8 GW de capacidade instalada, 62,5 mil km de linhas de transmissão e seis distribuidoras de energia que atendem cerca de 3,7 milhões de consumidores, sendo duas, Amazonas Energia e Eletrobras Distribuição Roraima, com atuação em sistemas isolados na região Norte do Brasil (não revisado).

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, regulamentada pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. As medidas adotadas pelo Governo Federal visam, também, beneficiar os consumidores de energia elétrica através de redução de três componentes tarifárias: custo de geração, custo de transmissão e encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Por meio da aludida Lei, as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, foram prorrogadas por mais 30 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos aditivos aos Contratos de Concessão.

A prorrogação pressupõe a aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade, constantes da Lei, tendo sido indenizados os ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no valor novo de reposição – VNR.

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

I – Concessões em Regime de O&M – Lei 12.783/13

- Geração de Energia Elétrica

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)	Vencimento
		Não Revisado	Não Revisado
UHE Paulo Afonso I	BA	180	31/12/2042
UHE Paulo Afonso II	BA	443	31/12/2042
UHE Paulo Afonso III	BA	794	31/12/2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462	31/12/2042
UHE Apolônio Sales	BA	400	31/12/2042
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.480	31/12/2042
UHE Xingó	SE	3.162	31/12/2042
UHE Furnas	MG	1.216	31/12/2042
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	31/12/2042
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	31/12/2042
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320	31/12/2042
UHE Funil	MG	216	31/12/2042
UHE Corumbá I	GO	375	31/12/2042
UHE Serra da Mesa	GO	1.275	31/12/2039
UHE Funil	BA	30	31/12/2042
UHE Pedra	BA	20	31/12/2042
UHE Boa Esperança	PI	237	31/12/2042
UHE Coaracy Nunes	AP	78	31/12/2042

- Transmissão de Energia Elétrica

<u>Contrato</u>	<u>Titular</u>	<u>Prazo (anos)</u>	<u>Vencimento</u>
057/2001	Eletrosul	30	31/12/2042
058/2001	Eletronorte	30	31/12/2042
061/2001	Chesf	30	31/12/2042
062/2001	Furnas	30	31/12/2042

II – Principais Concessões em Regime de Exploração

- Geração de Energia Elétrica

<u>Concessões/Permissões</u>	<u>Localização</u>	Capacidade Instalada (MW)	Ano de Vencimento
		<u>Não Revisado</u>	<u>Não Revisado</u>
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050	2022
UTE Camaçari	BA	347	2027
UHE Belo Monte*	PA	11.233	2045
UHE Tucuruí	PA	8.535	2024
UHE Samuel	RO	217	2029
UTE Rio Madeira	RO	119	Indeterminado
UTE Santana	AP	178	Indeterminado
UTE Electron	AM	121	Indeterminado
UHE Dardanelos*	MT	261	2042
UHE Mauá*	PR	363	2042
UHE Jirau*	RO	3.750	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II	RS	446	2015
UTE Candiota III	RS	350	Autorização
UHE Balbina	AM	278	2027
UHE Aparecida	AM	283	Indeterminado
UTE Mauá	AM	738	Indeterminado
UTE FLORES	AM	125	Indeterminado
UTE Santa Cruz	RJ	932	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082	2020
UHE Manso*	MG	212	2035
UHE Simplicio/Anta	RJ / MG	334	2041
UHE Peixe Angical*	TO	452	2036
UHE Baguari*	MG	140	2041
UHE Foz do Chapecó*	RS	855	2036
UHE Serra do Facão*	GO	213	2036
UTN Angra I	RJ	640	Indeterminado
UTN Angra II	RJ	1.350	Indeterminado
UTN Angra III	RJ	1.405	Indeterminado
UHE Santo Antônio*	RO	3.150	2043

* SPE/Consórcio. Os valores expressos na tabela referem-se a capacidade instalada total dos empreendimentos, não representa a participação da companhia em tais empreendimentos.

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)	Ano de Vencimento
		Não Revisado	Não Revisado
UHE Piloto	BA	2	2015
UHE Araras	CE	4	2015
UHE Curemas	PA	4	2024
EOL São Pedro do Lago*	BA	30	2046
EOL Pedra Branca*	BA	30	2046
EOL Sete Gameleiras*	BA	30	2046
UHE Curuá-Uma	PA	30	2028
UTE Rio Acre	AC	45	Indeterminado
UTE Rio Branco I	AC	19	Indeterminado
UTE Rio Branco II	AC	32	Indeterminado
UTE- Senador Arnon Afonso Farias	RR	86	Indeterminado
UTE Serra do Navio*	SE	23	2037
UTE Capivara*	SE	30	2037
Parque Eólico Miassaba 3*	RN	68	2045
Parque Eólico Rei dos Ventos 3*	RN	60	2045
UHE Passo São João	RS	77	2041
UHE São Domingos	MS	48	2037
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	15	2035
PCH João Borges	SC	19	2035
EOL Cerro Chato I*	RS	30	2045
EOL Cerro Chato II*	RS	30	2045
EOL Cerro Chato III*	RS	30	2045
UTE São Jerônimo	RS	20	2015
UTE Nutepa	RS	24	2015
UTE Cidade Nova	AM	30	Indeterminado
UTE Iranduba	AM	67	Indeterminado
UTE Distrito	AM	51	Indeterminado
UTE São José	AM	73	Indeterminado
UTE Roberto Silveira	GO	30	2027
UHE Batalha	MG / GO	53	2041
UHE Retiro Baixo	MG	82	2041

* SPE/Consórcio. Os valores expressos na tabela referem-se a capacidade instalada total dos empreendimentos, não representa a participação da companhia em tais empreendimentos.

- Transmissão de Energia Elétrica

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
		Não revisado	Não revisado
- Linha de transmissão Camaçari IV/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 45 km e Linha de transmissão Pituaçu/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 5 km.	BA	30	2042
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira II, circuito 1 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km e Subestação Teixeira de Freitas II, em 230/138 kV (BA).	BA	30	2038
- Linha de transmissão Russas/Banabuiu C2 (CE), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 110 km; Linha de transmissão Touros/Ceará Mirim II (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 56,17 km; Linha de transmissão Mossoró IV/Mossoró II (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 40 km; Subestação Touros, em 230 kV (RN); e Subestação Mossoró IV, em 230 kV (RN).	CE / RN	30	2042
- Linhas de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, circuito 3, com extensão aproximada de 123 km, Açu/Mossoró II (RN), em 230 kV, circuito 2, com extensão aproximada de 69 km e João Câmara/Extremoz II (RN), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 82 km, Subestação João Câmara, em 230 kV (RN) e Subestação Extremoz II, em 230 kV (RN).	RN	30	2040
- Linha de transmissão Paraíso/Lagoa Nova (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Lagoa Nova, em 230/69 kV (RN).	RN	30	2041
- Linha de transmissão Teresina II/Teresina III (PI), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 26 km, e Subestação Teresina III, em 230/69 kV (PI).	PI	30	2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Sapeaçu (BA), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 105 km.	BA	30	2041
- Linha de transmissão Igaporã III/Pindaí II (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 46 km; Linha de transmissão Igaporã III/Igaporã II C1 e C2 (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 2 km cada; Subestação Igaporã III, em 500/230 kV - (6+1) x 250 MVA (BA).	BA	30	2042
- Linha de transmissão Jardim/Nossa Senhora do socorro (SE), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 1,3 km; Linha de transmissão Messias/Maceió II (AL), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 20 km; Subestação Nossa Senhora do Socorro, em 230/69 kV (SE) - 300MVA; Subestação Maceió II, em 230/69 kV (AL) - 400MVA.; Subestação Poções II, em 230/138 kV (BA) - 200MVA.	SE / AL / BA	30	2042
- Linha de transmissão Morro do Chapéu/Irecê (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Morro do Chapéu, em 230/69 kV (BA).	BA	30	2041

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
		Não revisado	Não revisado
- Linha de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, com extensão de 132,8 km.	RN	30	2037
- Linha de transmissão Recife II/Suape II (PE), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 44 km.	PE	30	2041
- Linha de transmissão Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 32 km.	BA	30	2041
- Linhas de transmissão Sobral III/Acaraú II (CE), em 230 kV, C2, com extensão aproximada de 97 km, e Subestação Acaraú II, em 230 kV (CE).	CE	30	2040
- Subestação Arapiraca III, em 230/69 kV (AL), e linha de transmissão, em circuito duplo, Rio Largo II/Penedo, em 230 kV, com extensão aproximada de 44 km.	AL	30	2040
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km.	BA	30	2039
- Linha de transmissão Funil/Itapebi (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 198 km.	BA	30	2037
- Linha de transmissão Ibicoara/Brumado (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 94,5 km.	BA	30	2037
- Linhas de transmissão Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 115 km, e Subestação Igaporã, em 230 kV (BA).	BA	30	2040
- Linhas de transmissão Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), em 230kV, com extensão aproximada de 109 km .	PE / PB	30	2039
- Subestação Camaçari IV em 500 kV(BA)	BA	30	2040
- Subestação Ibiapina, em 230/69 kV (CE).	CE	30	2041
- Subestação Mirueira II, em 230/69 kV (PE) - 300MVA e Subestação Jaboatão II, em 230/69 kV (PE)- 300MVA.	PE	30	2042
- Subestação Suape II em 500 kV(PE)	PE	30	2039
- Linha de transmissão Jardim/Penedo (SE/AL), em 230 kV, com extensão aproximada de 110 km.	SE / AL	30	2038
- Linha de transmissão Milagres/Coremas (CE/PB), em 230 kV, com extensão de 119,8 km.	CE / PB	30	2035
- Linha de transmissão Milagres/Tauá (CE), em 230 kV, com extensão de 208,1 km e Subestação Tauá (CE), em 230 kV.	CE	30	2037
- Linha de transmissão Picos/Tauá (PI/CE), em 230 kV, com extensão aproximada de 183 km.	PI / CE	30	2037
- Linha de transmissão Pirapama/Suape III, com extensão de 30,8 km; e Subestação Suape III, em 230/69 kv (PE)	PE	30	2039
- Linhas de transmissão e Paulo Afonso III/Zebu (AL), em 230kV, com extensão de 10,8 km	BA / AL	30	2039
- Subestação Ibicoara em 500/230 kV(PE)	BA	30	2037
- Subestação Pólo, em 230/69 kV (BA).	BA	30	2040
Expansão da Interligação Sul - Sudeste	PR/ SP	30	2031
LT 230 kV - SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas	PI / MA	30	2039
LT 230 kV - SE São Luis II / SE São Luis III	MA	30	2038
LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta - 163km	PR	30	2042
LT 230 kV Campos Novos - Barra Grande	SC, RS	30	2032
LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama - 143km	PR	30	2042
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 1 (**) - 17km	RO	30	2039
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 2 (**) - 17km	RO	30	2039

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
		Não revisado	Não revisado
LT 230 kV Monte Claro/Garibaldi 33km	RS	30	2040
LT 230 kV Nova Santa Rita - Camaquã 3 - 140km	PR	30	2042
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1 - 237,4km	RS	30	2038
LT 500 kv - LT Jorge Teixeira/ LT Lechuga	AM	30	2040
LT 500 kV - LT Presidente Dutra-São Luis II / SE Miranda II	MA	30	2039
LT 525 kV Campos Novos/Blumenau 360km	SC	30	2035
LT 525 kV Campos Novos/Nova Rita 260km	SC,RS	30	2036
LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste - 28km	PR	30	2042
LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita - 305km	PR	30	2042
LT 525 kV Ivaiporã - Londrina - 120 km	PR	30	2035
LT 525 kV Ivaiporã/Cascavel D'oeste 209km	PR	30	2034
LT 525 kV Marmeleiro - Santa Vitória dos Palmar - 52km	RS	30	2042
LT 525 kV Nova Santa rita - Povo Novo - 281km	RS	30	2042
LT 525 kV Povo Novo - Marmeleiro - 154km	RS	30	2042
LT 525 kV Salto Santiago - Itá - 190km	PR	30	2042
LT 525 kV Salto Santiago/Ivaiporã 167km	PR	30	2034
LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 500 kV	MG	30	2039
LT coletora Porto Velho/Porto Velho 17km	RO	30	2039
LT Macaé – Campos C3	RJ	30	2035
LT Mascarenhas – Linhares 230 kV – CS SE Linhares – 230/138 kV	ES	30	2040
LT Tijuco Preto – Itapeti – Nordeste 345 kV	SP	30	2036
LT Xavantes – Pirineus, CS, em 230 Kv	GO	30	2041
SE - Camaquã 3 (166 MVA)	RS	30	2042
SE - Caxias 6 (330 MVA)	RS	30	2040
SE - Curitiba leste (672 MVA)	PR	30	2042
SE - Foz do Chapecó (100 MVA)	SC	30	2040
SE - Ijuí 2 (300 MVA)	RS	30	2040
SE - Lageado Grande (83 MVA)	RS	30	2040
SE - Marmeleiro (200 MVA)	RS	30	2042
SE - Nova Petrópolis 2 (166 MVA)	RS	30	2040
SE - Povo Novo (672 MVA)	RS	30	2042
SE - Santa Vitória do Palmar (75 MVA)	RS	30	2042
SE - Umuarama (300 MVA)	RS	30	2042
SE Camaquã 3 (83 MVA)	PR	30	2042
SE Lagoa Vermelha 2 (xxx MVA)	RS	30	2032
SE Santa Marta (xxx MVA)	RS	30	2032
SE Zona Oeste (Transformador 500/138 kV)	RJ	30	2042
Subestação Natal III, em 230/69kV (RN) Linha de transmissão Natal II/Natal III, com 23 km	RN	30	2039
Subestação Santa Rita II, em 230/69kV (PB)	PB	30	2039
Subestação Zebu, em 230/69kV (AL)	AL	30	2039

• Distribuição de Energia

Concessões/ Permissões	Região Geográfica	Municípios atendidos	Vencimento da Concessão
		Não revisado	Não revisado
Cia. de Eletricidade do Acre - Eletroacre	Estado do Acre	22	2015
Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron	Estado de Rondônia	52	2015
Companhia Energética de Alagoas - Ceal	Estado de Alagoas	102	2015
Companhia Energética do Piauí - Cepisa	Estado do Piauí	224	2015
Amazonas Energia	Estado do Amazonas	62	2015
Boa Vista Energia	Estado de Roraima	1	2015



Em 30 de setembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, permanecem sem homologação pelo Poder Concedente as indenizações relacionadas a determinados ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes:

Geração	
Modernizações e melhorias	1.483.540
Geração térmica	1.684.047
	<hr/> 3.167.587
Transmissão	
Modernizações e melhorias (RBNI)	841.814
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	7.490.046
Efeito na investida CTEEP - RBSE	525.247
	<hr/> 8.857.107
Total	<hr/> 12.024.694 <hr/>

Em função da não homologação desses valores pelo Poder Concedente, tais valores não sofreram atualização monetária em 2013.

NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

3.1. Base de preparação

As políticas contábeis aplicadas na preparação destas informações trimestrais são as mesmas adotadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, exceto pelos impactos decorrentes da não consolidação de certos investimentos em conjunto, conforme descrito na nota 3, e que foram aplicadas de modo consistente em todos os períodos apresentados. Essas informações trimestrais devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012.

A preparação de informações trimestrais requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras consolidadas, estão divulgadas na Nota 4.

As informações trimestrais foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados a concessões que foram mensurados pelo valor novo de reposição - VNR. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

(a) Informações trimestrais consolidadas

Estas informações trimestrais consolidadas foram preparadas conforme os requerimentos de mensuração e apresentação dos pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC (CPCs) e equivalentes nas normas internacionais de relatório financeiro (*Internacional Financial*



Reporting Standards - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e os requerimentos de divulgação das informações intermediárias constantes no Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária, equivalente ao IAS 34 – *Interim Financial Reporting*.

(b) Informações trimestrais individuais

As informações trimestrais individuais da controladora foram preparadas conforme os requerimentos de mensuração e apresentação dos pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC (CPCs) e os requerimentos de divulgação das informações intermediárias constantes no Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária.

Nas informações trimestrais individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são feitos tanto nas informações trimestrais individuais quanto nas informações trimestrais consolidadas para chegar ao mesmo resultado e patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora. No caso das informações trimestrais individuais, as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas informações trimestrais individuais diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, apenas pela avaliação dos investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto conforme IFRS seria pelo custo ou valor justo.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas informações trimestrais consolidadas preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas informações trimestrais individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas informações trimestrais individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas

As seguintes políticas contábeis são aplicadas na elaboração das informações trimestrais consolidadas.

(a) Controladas

As informações trimestrais consolidadas incluem as informações trimestrais da Companhia e de suas controladas, incluindo também as entidades de propósito específico controladas pela Companhia. O controle é obtido quando a Companhia está exposta a, ou tem direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida e tem a capacidade de afetar esses retornos por meio de seu poder sobre a investida. Nas informações trimestrais individuais da Companhia as informações financeiras das controladas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Nas informações trimestrais individuais, a Companhia aplica os requisitos da Interpretação Técnica ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial, a qual requer que qualquer montante excedente ao custo de aquisição

sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado. As contraprestações transferidas bem como o valor justo líquido dos ativos e passivos são mensurados utilizando-se os mesmos critérios aplicáveis às informações trimestrais consolidadas descritos anteriormente.

Os resultados das controladas adquiridas ou alienadas durante o período estão incluídos nas informações trimestrais consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição até a data da efetiva alienação, conforme aplicável.

Quando necessário, as informações trimestrais das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas informações trimestrais consolidadas.

As informações trimestrais consolidadas refletem os saldos de ativos e passivos em 30 de setembro de 2013 comparadas com os saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2012, e das operações dos trimestres findos em 30 de setembro de 2013 e 2012 da controladora e de suas controladas diretas e indiretas.

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

- a) Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
- b) Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompanhias;
- c) Eliminação das receitas e despesas intercompanhias;
- d) Destaque da participação dos demais acionistas não controladores no Patrimônio Líquido e na Demonstração do Resultado das empresas investidas consolidadas.

A Companhia utiliza o critério de consolidação integral, conforme descrito no quadro abaixo. A participação é dada sobre o capital total da controlada. Com relação às demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2012, a Companhia teve alterações na forma de consolidação pela adoção do IFRS 11, conforme descrito no item a seguir.

<u>Controladas</u>	30/09/2013 Participação		31/12/2012 Participação	
	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	100%	-
Eletroacre	94%	-	94%	-
Eletronorte	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	84%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-
Boa Vista Energia	100%	-	100%	-
RS Energia*	-	-	-	100%
Porto Velho Transmissora*	-	-	-	100%
Estação Transmissora	-	100%	-	100%
Artemis*	-	-	-	100%
Rio Branco Transmissora	-	100%	-	100%
Cerro Chato I*	-	-	-	90%
Cerro Chato II*	-	-	-	90%
Cerro Chato III*	-	-	-	90%
Sul Brasileira	-	80%	-	80%
Uirapuru	-	75%	-	75%

**Empresas incorporadas (vide nota 3.2. (d))*

As informações trimestrais consolidadas incluem, ainda, os saldos e as transações dos fundos exclusivos cujos únicos quotistas são a Companhia e suas controladas, composto de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco baixo e alta liquidez dos papéis.

Os fundos exclusivos, cujas demonstrações financeiras são regularmente revisadas/auditadas, estão sujeitos às obrigações restritas aos pagamentos de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuídas às operações dos investimentos, inexistindo obrigações financeiras relevantes.

(b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto. Influência significativa é o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas e controladas em conjunto são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Qualquer montante que exceda o custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da coligada na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado.

Quando a parcela da Companhia no prejuízo de uma coligada excede a participação naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido na coligada), a Companhia deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se a Companhia tiver incorrido em obrigações legais ou construtivas ou tiver efetuado pagamentos em nome da coligada.

(c) Participações em empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*)

Uma *joint venture* é um acordo contratual através do qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da *joint venture* requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Quando uma controlada da Companhia exerce diretamente suas atividades por meio de uma *joint venture*, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e quaisquer passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas informações trimestrais da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza. Os passivos e gastos incorridos, diretamente relacionados a participações nos ativos controlados em conjunto são contabilizados pelo regime de competência. Qualquer ganho proveniente da venda ou do uso da participação da Companhia nos rendimentos dos ativos controlados em conjunto e sua participação em quaisquer despesas incorridas pela *joint venture* são reconhecidos quando for provável que os benefícios econômicos associados às transações serão transferidos para a/dá Companhia e seu valor puder ser mensurado de forma confiável.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas informações trimestrais consolidadas, usando o método de equivalência patrimonial.

(d) Incorporação de Subsidiárias

Os acionistas da Eletrosul aprovaram a incorporação ao seu patrimônio neste exercício, das seguintes Sociedades de Propósito Específico, que foram extintas de pleno direito, em função da referida incorporação:

Sociedades de Propósito Específico Incorporadas	Partic. (%) da Eletrosul	Data da Incorporação
Artemis Transmissora de Energia S/A	100,0%	11.01.2013
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S/A	100,0%	29.05.2013
Eólica Cerro Chato I S/A	100,0%	29.05.2013
Eólica Cerro Chato II S/A	100,0%	29.05.2013
Eólica Cerro Chato III S/A	100,0%	29.05.2013
Porto Velho Transmissora de Energia S/A	100,0%	29.05.2013

Considerando que a Eletrosul possuía a totalidade das ações representativas do capital social das empresas incorporadas, a incorporação foi realizada sem aumento do capital social ou emissão de novas ações.

A seguir, apresentamos os ativos e passivos líquidos das empresas incorporadas:

BALANÇO PATRIMONIAL						
ATIVO	Artemis	RS Energia	PVTE	Cerro Chato I	Cerro Chato II	Cerro Chato III
CIRCULANTE	39.436	37.889	45.847	16.257	11.259	11.379
Caixa e equivalentes de caixa	22.884	12.846	15.437	14.549	9.619	9.737
Concessionárias e permissionárias	8.152	5.108	6.169	1.214	1.214	1.214
Outros créditos a receber	204	9.855	2.278	494	426	428
Ativo financeiro amortizável pela RAP	8.196	10.080	21.963	-	-	-
NÃO CIRCULANTE	247.080	352.672	581.461	138.165	136.492	132.487
Fundos vinculados	7.815	-	12.774	-	-	-
Impostos diferidos	2.310	3.390	2.212	554	492	-
Ativo financeiro amortizável pela RAP	169.939	243.695	394.364	-	-	-
Ativo financeiro indenizável	67.016	98.693	149.588	-	-	-
Cauções e depósitos vinculados	-	6.789	22.396	-	-	-
Outros ativos	-	-	-	6	170	-
Imobilizado	-	105	127	137.605	135.830	132.487
TOTAL DO ATIVO	286.516	390.561	627.308	154.422	147.751	143.866
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
	Artemis	RS Energia	PVTE	Cerro Chato I	Cerro Chato II	Cerro Chato III
CIRCULANTE	47.194	23.677	57.335	9.943	9.861	10.204
Empréstimos e financiamentos	14.908	15.836	36.665	9.452	9.440	9.440
Fornecedores	538	3.157	15.581	92	92	94
Impostos a recolher	12.289	456	1.961	399	323	375
Dividendos a pagar	15.649	-	-	-	-	289
Taxas regulamentares	2.868	1.020	1.605	-	-	-
Outras provisões e contas a pagar	942	3.208	1.523	-	6	6
NÃO CIRCULANTE	70.047	127.752	265.845	57.654	57.406	57.412
Empréstimos e financiamentos	67.623	127.752	249.469	57.483	57.406	57.406
Impostos diferidos	2.424	-	1.374	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	15.000	-	-	-
Outros passivos	-	-	2	171	-	6
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	169.275	239.132	304.128	86.825	80.484	76.250
Capital social	139.734	221.325	297.793	86.940	81.090	74.970
Reservas legal	6.143	733	-	-	-	57
Outras reservas de lucro	22.417	13.914	-	-	-	791
Lucros/Prejuízos acumulados	981	3.160	6.335	(115)	(606)	432
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	286.516	390.561	627.308	154.422	147.751	143.866

A administração da Eletronorte em 11 de dezembro de 2012, instituiu um Grupo de Trabalho com o objetivo de formalizar as providências necessárias com vistas a incorporação à Eletronorte das seguintes Sociedades de Propósito Específico (SPE):

- **Estação Transmissora de Energia S.A. (Estação):**

A Estação é uma SPE, constituída em 25 de novembro de 2008 com o objetivo de escoar a energia produzida nas usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, no Estado de Rondônia.

- **Rio Branco Transmissora de Energia S. A. (Rio Branco):**



A Rio Branco é uma SPE constituída em 21 de julho de 2009, para atender a expansão do sistema de transmissão através da conexão da subestação de Porto Velho, em Rondônia e Rio Branco, no Acre, à rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

(e) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 serão as primeiras demonstrações financeiras anuais a serem apresentadas de acordo com um pacote de cinco normas de consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações, sendo elas: IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12, IAS 27 (revisada em 2011) e IAS 28 (revisada em 2011). As referidas normas foram adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2013 e foram contempladas nestas informações trimestrais, com os respectivos efeitos nos períodos comparativos, quando requerido pela norma.

As principais exigências dessas cinco normas estão descritas a seguir:

A IFRS 10 substitui as partes da IAS 27 Demonstrações Financeiras Consolidadas e Separadas que tratavam das demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 Consolidação – Sociedades de Propósito Específico foi retirada com a aplicação da IFRS 10. De acordo com a IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, ou seja, o controle. Adicionalmente, a IFRS 10 inclui uma nova definição de controle que contém três elementos: (a) poder sobre uma investida; (b) exposição ou direitos, a retornos variáveis da sua participação na investida e (c) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Orientações abrangentes foram incluídas na IFRS 10 para abordar cenários complexos.

A IFRS 11 substitui a IAS 31 Participações em *Joint Ventures*. A IFRS 11 aborda como um acordo de participação, onde duas ou mais partes têm controle conjunto, deve ser classificada. A SIC-13 *Joint Ventures* – Contribuições Não-Monetárias de Investidores foi retirada com a aplicação da IFRS 11. De acordo com a IFRS 11, existem apenas dois tipos de acordos de participação: operações conjuntas ou *joint ventures*, conforme os direitos e as obrigações das partes dos acordos. Entende-se por operação conjunta, quando um investidor possui controle em conjunto e têm direitos contratuais sobre ativos ou passivos de obrigações contratuais, individualmente; já uma *joint venture* existe quando os investidores têm direito e obrigações em relação aos ativos líquidos do acordo em conjunto. Os investimentos em operações conjuntas devem ser contabilizados de forma que o investidor reconheça e mensure os seus próprios ativos e passivos financeiros, incluindo as receitas e despesas relacionadas. Os investimentos em *joint venture* devem ser contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. Anteriormente, de acordo com a IAS 31, existiam três tipos de acordos de participação: entidades controladas em conjunto, ativos controlados em conjunto e operações controladas em conjunto. Adicionalmente, de acordo com a IFRS 11, as *joint ventures* deveriam ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto as entidades controladas em conjunto, de acordo com a IAS 31, poderiam ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial ou pelo método de contabilização proporcional. Pela norma vigente, não há mais a faculdade pelo método de contabilização proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a entidades que possuem participações em controladas, acordos de participação, coligadas e/ou entidades estruturadas não

consolidadas. De um modo geral, as exigências de divulgação de acordo com a IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas anteriores.

Quando requerido pela norma, a Companhia mensurou retrospectivamente os efeitos contábeis da adoção destas normas desde o balanço de abertura do exercício anterior, ou seja, em 1º de janeiro de 2012.

Conciliações para as práticas contábeis anteriores

Demonstramos abaixo os impactos da adoção destas novas normas sobre o balanço patrimonial, demonstração de resultados e fluxos de caixa da Companhia para cada período apresentado.

a) Efeitos da adoção das novas IFRSs no balanço patrimonial consolidado de 31 de dezembro de 2012

ATIVO	CONSOLIDADO		
	31/12/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	31/12/2012 reapresentado
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	4.429.375	(1.927.860)	2.501.515
Caixa restrito	3.509.323	-	3.509.323
Títulos e valores mobiliários	6.622.611	(269.820)	6.352.791
Clientes	4.496.963	(414.268)	4.082.695
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	579.295	(261.002)	318.293
Financiamentos e empréstimos	1.976.191	635.639	2.611.830
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.240.811	-	1.240.811
Remuneração de participações societárias	118.790	48.407	167.197
Tributos a recuperar	1.391.882	106.844	1.498.726
Imposto de Renda e Contribuição Social	1.418.252	(191.247)	1.227.005
Direito de ressarcimento	7.115.200	186.960	7.302.160
Almoxarifado	454.635	(8.478)	446.157
Estoque de combustível nuclear	360.751	-	360.751
Indenizações - Lei 12.783/2013	8.882.836	-	8.882.836
Instrumentos financeiros derivativos	252.620	(3.355)	249.265
Outros	1.493.009	(374.527)	1.118.482
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	44.342.544	(2.472.707)	41.869.837
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Direito de ressarcimento	901.029	-	901.029
Financiamentos e empréstimos	7.747.286	5.185.677	12.932.963
Clientes	1.482.946	(226.261)	1.256.685
Títulos e valores mobiliários	404.337	(3.967)	400.370
Estoque de combustível nuclear	481.495	-	481.495
Tributos a recuperar	1.934.820	(197.414)	1.737.406
Imposto de Renda e Contribuição Social	4.996.806	(142.469)	4.854.337
Cauções e depósitos vinculados	2.829.912	(138.798)	2.691.114
Conta de Consumo de Combustível - CCC	521.097	-	521.097
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	44.834.877	(21.919.181)	22.915.696
Instrumentos financeiros derivativos	223.099	-	223.099
Adiantamentos para futuro aumento de Capital	4.000	-	4.000
Indenizações - Lei 12.783/2013	5.554.436	(1)	5.554.435
Outros	830.754	(116.649)	714.105
	72.746.894	(17.559.063)	55.187.831
INVESTIMENTOS	5.398.299	9.278.851	14.677.150
IMOBILIZADO	47.407.102	(17.912.269)	29.494.833
INTANGÍVEL	2.300.740	(1.096.177)	1.204.563
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	127.853.035	(27.288.658)	100.564.377
TOTAL DO ATIVO	172.195.579	(29.761.365)	142.434.214

	CONSOLIDADO		
	31/12/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	31/12/2012 reapresentado
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	4.447.175	(3.109.896)	1.337.279
Passivo financeiro	52.862	734.253	787.115
Empréstimo compulsório	12.298	-	12.298
Fornecedores	7.490.802	(1.067.728)	6.423.074
Adiantamento de clientes	469.892	-	469.892
Tributos a recolher	886.312	(71.890)	814.422
Imposto de Renda e Contribuição Social	370.704	(56.816)	313.888
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.369.201	-	1.369.201
Remuneração aos acionistas	3.977.667	(25.399)	3.952.268
Créditos do Tesouro Nacional	131.047	-	131.047
Obrigações estimadas	1.444.992	(271.314)	1.173.678
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	-	5.988.698
Benefício pós-emprego	118.553	9.440	127.993
Provisões para contingências	267.940	(239.245)	28.695
Encargos Setoriais	1.308.152	(653.922)	654.230
Arrendamento mercantil	162.929	-	162.929
Concessões a pagar - Uso do bem Público	40.131	(38.261)	1.870
Instrumentos financeiros derivativos	185.031	-	185.031
Outros	2.125.261	(724.396)	1.400.865
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	30.849.647	(5.515.174)	25.334.473
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	45.204.025	(19.911.154)	25.292.871
Créditos do Tesouro Nacional	37.072	-	37.072
Debêntures	409.228	(341.213)	68.015
Adiantamento de clientes	830.234	-	830.234
Empréstimo compulsório	321.894	-	321.894
Obrigações para desmobilização de ativos	988.490	-	988.490
Provisões operacionais	1.005.908	-	1.005.908
Conta de Consumo de Combustível - CCC	2.401.069	-	2.401.069
Provisões para contingências	5.288.394	(188.005)	5.100.389
Benefício pós-emprego	4.628.570	(1.853.779)	2.774.791
Contratos onerosos	4.905.524	(29.392)	4.876.132
Obrigações de ressarcimento	1.801.059	-	1.801.059
Arrendamento mercantil	1.860.104	-	1.860.104
Concessões a pagar - Uso do bem Público	1.577.908	(1.227.336)	350.572
Adiantamentos para futuro aumento de capital	161.308	-	161.308
Instrumentos financeiros derivativos	291.252	(0)	291.252
Encargos Setoriais	428.501	(118)	428.383
Tributos a recolher	635.269	(14.872)	620.397
Imposto de Renda e Contribuição Social	779.615	(180.865)	598.750
Outros	509.915	(499.457)	10.458
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	74.065.339	(24.246.191)	49.819.148
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	31.305.331	-	31.305.331
Reservas de capital	26.048.342	-	26.048.342
Reservas de lucros	10.836.414	-	10.836.414
Dividendo Adicional Proposto	433.962	-	433.962
Outros resultados abrangentes acumulados	(1.540.104)	-	(1.540.104)
Participação de acionistas não controladores	196.648	-	196.648
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	67.280.593	-	67.280.593
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	172.195.579	(29.761.365)	142.434.214



b) Efeitos da adoção das novas IFRSs na demonstração de resultados consolidados para o período de seis meses findo em 30 de setembro de 2012:

	CONSOLIDADO		
	30/09/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	30/09/2012 reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	24.386.135	(4.607.054)	19.779.081
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	6.093.895	(552.464)	5.541.431
Energia comprada para revenda	3.252.045	(226.037)	3.026.008
Encargos sobre uso da rede elétrica	1.496.724	(107.897)	1.388.827
Construção - distribuição	644.335	-	644.335
Construção - Transmissão	2.580.375	(1.271.511)	1.308.864
Combustível para produção de energia elétrica	460.310	(9.888)	450.422
Remuneração e ressarcimento	1.268.082	(733.815)	534.267
Depreciação	1.234.360	(81.737)	1.152.623
Amortização	90.465	6.522	96.987
Doações e contribuições	287.237	(141)	287.096
Provisões operacionais	813.928	60.371	874.299
Plano de readequação do quadro de pessoal	-	(48.364)	(48.364)
Resultado a compensar de Itaipu	795.068	(795.068)	-
Outras	1.404.684	(180.054)	1.224.630
	20.421.508	(3.940.083)	16.481.425
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	3.964.627	(666.971)	3.297.656
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	575.113	300.869	875.982
Receita de aplicações financeiras	1.574.653	(91.911)	1.482.742
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	218.557	21.504	240.061
Atualizações monetárias	450.620	(89.609)	361.011
Variações cambiais ativas	450.054	(6.860)	443.194
Outras receitas financeiras	164.635	(36.648)	127.987
Despesas Financeiras			
Encargos de dívidas	(1.714.223)	647.456	(1.066.767)
Encargos de arrendamento mercantil	(331.149)	-	(331.149)
Encargos sobre recursos de acionistas	(488.771)	-	(488.771)
Outras despesas financeiras	(198.981)	(196.362)	(395.343)
	700.508	548.439	1.248.947
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	4.665.135	(118.532)	4.546.603
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	538.088	62.576	600.664
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	5.203.223	(55.956)	5.147.267
Imposto de renda	(1.049.132)	30.388	(1.018.744)
Contribuição social sobre o lucro líquido	(521.894)	25.568	(496.326)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	3.632.197	-	3.632.197
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	3.620.036	-	3.620.036
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	12.161	-	12.161

c) Efeitos da adoção das novas IFRSs na demonstração de fluxos de caixa para o período de seis meses findo em 30 de setembro de 2012:

	CONSOLIDADO		
	30/09/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	30/09/2012 reapresentado
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	9.413.160	(6.884.725)	2.528.434
Caixa líquido das atividades de investimento	(8.877.932)	4.160.722	(4.717.210)
Caixa líquido das atividades de financiamento	(2.532.834)	(2.025.163)	(4.557.996)
Redução de caixa e equivalentes de caixa	<u>(1.997.606)</u>	(4.749.166)	<u>(6.746.772)</u>
Saldo de caixa e equivalentes de caixa			
No início do período	4.959.787	(1.764.059)	3.195.728
No final do período	4.188.493	(1.891.335)	2.297.158

3.3. Novos procedimentos contábeis emitidos pelo IASB

O *International Accounting Standards Board – IASB* publicou ou alterou os seguintes pronunciamentos, orientações ou interpretações contábeis, cuja adoção obrigatória deverá ser feita em períodos subsequentes:

Aplicáveis em ou a partir de 01 de janeiro de 2014:

IAS 36 – Redução no valor recuperável de ativo (alteração) – introduz alterações e clarificações sobre as divulgações requeridas por esse pronunciamento.

IAS 39 – Instrumentos financeiros – reconhecimento e mensuração (alteração) – clarifica que não há necessidade de descontinuar o *hedge accounting* no caso de novação do contrato de derivativo vinculado ao *hedge* desde que sejam atingidas certas condições.

IAS 32 – Instrumentos financeiros – divulgação (alteração) – clarifica as condições para a apresentação de um ou mais instrumentos financeiros pelo líquido de suas posições.

IFRS 10 – Demonstrações financeiras consolidadas, IFRS 12- Divulgação de participações em outras entidades e IAS 27 – Demonstrações financeiras separadas (alteração) - introduz alterações nas regras de consolidação, divulgação e apresentação de demonstrações separadas para empresas de investimento.

IFRIC 21 – Taxas governamentais (nova interpretação) – introduz guia de quando reconhecer uma taxa imposta por ente governamental.

Aplicáveis em ou a partir de 01 de janeiro de 2015:

IFRS 9 (novo pronunciamento) – introduz novos requerimentos de classificação e mensuração de ativos financeiros.

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos ou alterações em suas demonstrações financeiras.

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas, na data base das informações trimestrais, para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos é inerentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

I. Ativo e passivo fiscal diferidos

Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis às estimativas de lucro tributável para compensação nos anos em que essas diferenças temporárias e os prejuízos fiscais de imposto de renda e bases negativas de contribuição social acumulados deverão ser realizadas. Os prejuízos fiscais e base negativa não prescrevem e sua compensação fica restrita ao limite de 30% do lucro tributável gerado em determinado exercício fiscal. As estimativas de lucro tributável são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (vide Notas 11 e 26).

II. Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia adota variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática são aplicados julgamentos baseados na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa que possa eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representam as práticas determinadas pela ANEEL aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço

público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia e de suas controladas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país, disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), que são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide Nota 19).

III. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público

A Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão e ativos ainda não indenizados, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor valor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição estimado. Seguindo essa premissa, foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e os investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e os ativos de geração térmica, os quais foram objeto de homologação pela Aneel (vide Notas 2, 8 e 17). Está em audiência pública a proposta de critérios e procedimentos para valoração dos ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 das concessões de transmissão de energia elétrica, o que pode afetar o valor a ser recebido a título de indenização dos ativos relacionados a RBSE (Audiência Pública nº 101/2013).

IV. Vida útil dos bens do imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (vide Nota 16).

V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termonucleares. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (vide Nota 32). A estimativa dos custos é baseada nos

requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

VI. Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante (tábua AT-2000), idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (vide Nota 30.1).

VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão (vide Nota 31).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber que a administração entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Essa provisão é calculada com base nas premissas estabelecidas e descritas na nota 7.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

Conforme descrito na nota 44, a Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A nota 44 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

X. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato. A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas ao custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, a estimativa crítica na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o PLD médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso,

exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (vide Nota 35).

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	59.959	10.825	422.097	278.594
Aplicações Financeiras	893.436	924.801	2.676.589	2.222.920
	953.395	935.626	3.098.686	2.501.514
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	332.115	2.099.394	332.115	2.099.394
Comercialização - Itaipu	72.810	619.206	72.810	619.206
Comercialização - PROINFA	822.237	790.723	822.237	790.723
	1.227.162	3.509.323	1.227.162	3.509.323
	2.180.557	4.444.949	4.325.848	6.010.837

As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 2.917, de 19 de dezembro de 2001, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontra-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa referencial média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.

No período, ocorreu o aumento do saldo em virtude do recebimento pelas controladas de valores decorrentes das indenizações relacionadas a Lei 12.783/2013. Por outro lado, em virtude destas alterações regulatórias, o caixa restrito relacionado a CCC teve redução nos seus montantes. Ademais, verifica-se significativa redução no caixa restrito relacionado à comercialização da energia de Itaipu em decorrência do pagamento do bônus ao consumidor nos termos da Lei 10.438/2002.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas aplicam em títulos e valores mobiliários com vencimentos de longo prazo e, apesar destas datas de vencimento, a Companhia possui programa de investimento de curto prazo para a utilização desses recursos antes do vencimento. Sua classificação em circulante e não circulante considera o fato dos títulos classificados no curto prazo serem mantidos para negociação ativa e frequente, possuindo liquidez imediata e intenção de aplicação no plano de investimentos da Companhia.

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente. Os títulos e os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos:

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/09/2013	31/12/2012
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.269.905	2.953.652
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	IPCA	75	77
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	587.524	1.424.455
TOTAL CIRCULANTE				1.857.504	4.378.184

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	30/09/2013	31/12/2012
FINOR/FINAM	1.560	1.602
RENDIMENTOS DE PARCERIAS	168.398	146.728
PARTES BENEFICIÁRIAS	256.109	246.888
OUTROS	483	483
TOTAL NÃO CIRCULANTE	426.550	395.701

CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/09/2013	31/12/2012
LFT	Banco do Brasil	Até 90 dias	SELIC	2.321.439	1.231.179
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	2.916.148	3.066.198
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	IPCA	768.327	51.869
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	863.015	1.486.130
OUTROS				310.210	517.415
TOTAL CIRCULANTE				7.179.139	6.352.791

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/09/2013	31/12/2012
NTN- B	Banco do Brasil		IPCA	297	338
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/15	TR	354	345
NTN- P	Banco do Brasil	Diversos	TR	-	185
FINOR/FINAM				1.560	1.602
RENDIMENTOS DE PARCERIAS				168.398	146.728
PARTES BENEFICIÁRIAS				256.109	246.888
OUTROS				3.737	4.284
TOTAL NÃO CIRCULANTE				430.455	400.370



a) **RENDIMENTOS DE PARCERIAS** - Referem-se aos rendimentos decorrentes de investimento em regime de parceria (Tangará Energia), correspondente a uma remuneração média equivalente à variação do IGP-M acrescido de juros de 12% ao ano sobre o capital aportado, no valor de R\$ 168.398 (R\$ 146.728 em 31 de dezembro de 2012).

b) **PARTES BENEFICIÁRIAS** - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A.. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, conforme a seguir demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(396.466)	(405.687)
Valor presente	256.109	246.888

c) **FINOR/FINAM** - Referem-se substancialmente a certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais destinados à projetos nas áreas de atuação das controladas Chesf e Eletronorte. A Companhia mantém provisão para perdas na sua realização, constituída com base em valor de mercado, no montante de R\$ 246.967 em 30 de setembro de 2013 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 246.924), sendo apresentada como redutora do respectivo ativo.

NOTA 7 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					
	30/09/2013					31/12/2012
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	Total
CIRCULANTE						
AES ELETROPAULO	78.153	-	-	-	78.153	102.690
AES SUL	16.579	229	1	-	16.809	28.179
AMPLA	18.418	-	-	-	18.418	43.146
CEA	10.326	4.126	38.965	266.091	319.508	440.473
CEB	6.176	-	-	-	6.176	13.020
CEEE	21.094	1	-	-	21.095	38.585
CELESC	34.443	211	-	-	34.654	50.445
CELG	44.904	111	2.093	119.399	166.507	33.773
CELPA	21.333	2.231	9.519	24.502	57.585	82.816
CELPE	18.797	630	56	-	19.483	44.941
CEMAR	16.432	-	-	-	16.432	35.932
CEMIG	39.384	647	32	-	40.063	81.550
CESP	3.163	-	-	-	3.163	3.666
CLSFC	-	-	-	-	-	1.053
COELBA	27.709	2.275	1.703	-	31.687	73.712
COELCE	20.706	359	149	-	21.214	42.513
COPEL	57.352	57	-	-	57.409	111.758
CPFL	24.634	-	165	-	24.799	32.036
EBE	6.356	86	-	-	6.442	15.957
ELEKTRO	28.725	88	-	-	28.813	55.733
ENERGISA	10.756	331	502	-	11.589	69.292
ENERSUL	11.367	699	214	-	12.280	16.333
ESCELSA	13.483	-	60	-	13.543	22.211
LIGHT	32.969	328	460	-	33.757	85.494
PIRATININGA	4.907	120	54	-	5.081	6.163
RGE	10.501	550	28	-	11.079	6.816
Rolagem da Dívida	-	-	-	111.806	111.806	112.427
Comercialização CCEE	121.875	4.403	2.226	-	128.504	39.611
Uso da Rede Elétrica	171.226	2.700	63.662	-	237.588	565.237
PROINFA	234.845	24.795	102.041	-	361.681	477.104
Fornecimento não faturado	-	-	-	25.007	25.007	30.141
Permissionárias	-	-	-	7.175	7.175	102.017
Consumidores	588.290	267.759	432.587	168.801	1.457.437	1.628.734
Poder público	89.501	49.276	237.713	167.167	543.657	716.714
Outros	536.085	4.444	78.405	199.213	818.147	735.994
(-) PCLD	(326.032)	(77.666)	(462.058)	(501.189)	(1.366.945)	(1.863.570)
	1.994.457	288.790	508.577	587.972	3.379.796	4.082.695
NÃO CIRCULANTE						
CELG	-	-	-	99.954	99.954	161.313
CEB	-	-	14.111	-	14.111	14.111
CELPA	-	-	-	45.470	45.470	70.669
CEA	-	-	-	150.046	150.046	399.302
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Rolagem da Dívida	-	-	12.493	985.983	998.476	1.029.718
Consumidores	-	-	-	325.255	325.255	259.321
Outros	6.634	-	6.276	16.601	29.511	102.178
(-) PCLD	-	-	(326.440)	(344.427)	(670.867)	(1.073.487)
	6.634	-	-	1.278.882	1.285.516	1.256.685
	2.001.091	288.790	508.577	1.866.854	4.665.312	5.339.380

No período, ocorreu a redução do saldo de clientes, principalmente, em virtude das novas regras tarifárias trazidas pela Lei 12.783/2013.

I - Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um resultado líquido positivo neste trimestre de 2013 de R\$ 143.832 (31 de dezembro de 2012 – negativo em R\$ 60.122), não produzindo efeito no resultado líquido do período da



Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado neste trimestre o valor de R\$ 361.681 do Proinfa referente à Controladora (31 de dezembro de 2012 – R\$ 477.104).

II - Operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os valores relativos às operações praticadas no âmbito da CCEE são registrados com base nas informações disponibilizadas pela Câmara.

A controlada Furnas mantém registrados créditos no montante de R\$ 293.560, relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE. Dada à incerteza de sua realização, a controlada Furnas mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito, constituída em 2007.

De acordo com as normas estabelecidas no Acordo Geral do Setor Elétrico, a resolução dessas pendências implicaria em uma nova apuração, que seria objeto de liquidação entre as partes sem a interveniência da CCEE. Nesse sentido, é intenção da Administração manter negociações, com a participação da ANEEL e CCEE, visando o equacionamento dos créditos, de forma a viabilizar uma solução negociada para a sua liquidação.

III - Rolagem da dívida dos Estados – Lei 8.727/1993

O montante a receber da rolagem da dívida com os estados é de R\$ 1.110.282 (R\$ 1.142.145 em 31 de dezembro de 2012).

A controlada Eletrosul detém 50% do total de créditos junto à União, que atualizados pelo IGP-M e acrescidos de juros de 12,68 % ao ano, montam à R\$ 517.366, em 30 de setembro de 2013 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 578.654), sendo R\$ 387.861 no ativo não circulante (31 de dezembro de 2012 - R\$ 438.586) decorrentes da assunção dos haveres que a Companhia possuía nas concessionárias estaduais de energia elétrica. A União assumiu, refinanciou e reescalou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e restando saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, estão limitados por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

IV - Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O saldo é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Consumidores	576.069	868.525
Revendedores	1.163.829	1.031.219
CEA	4.354	743.753
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>2.037.812</u>	<u>2.937.057</u>

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

CONSOLIDADO	
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>2.937.057</u>
(+) Constituição	229.334
(-) Reversão	(838.175)
(-) Baixa	(290.404)
Saldo em 30 de setembro de 2013	<u>2.037.812</u>

Em junho de 2013, a Companhia de Eletricidade do Amapá S.A. (CEA) efetuou o pagamento de R\$ 319.233 diretamente à Eletrobras, conforme renegociação de dívida celebrada entre a controlada Eletronorte e a CEA, no exercício anterior. Diante deste fato, a Administração da Companhia procedeu à reversão da provisão para créditos de liquidação duvidosa junto a este cliente, no montante de R\$ 718.534. Para equalização da transação, a controlada Eletronorte realizou encontro de contas com a baixa do saldo de financiamentos e empréstimos junto à Eletrobras. O montante ainda pendente de recebimento tem estimativa de quitação em duas parcelas: uma parcela em janeiro de 2014 e outra em janeiro de 2015, em função de negociações de liberação de crédito entre a CEA, Governo do Amapá e Governo Federal com a interveniência da Caixa Econômica Federal - CEF.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima, empresa do Sistema Eletrobras, celebraram um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR. Neste processo o Governo do Estado de Roraima deverá obter financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

O recebimento de faturas e parcelamentos em atraso pela CERR junto à EDE Roraima, empresa do Sistema Eletrobras, ocasionou a reversão da PCLD da ordem de R\$ 81.000.

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação

dos recursos. A reversão ocorrida em 2013 refere-se basicamente à negociação junto a CEA.

Para fins fiscais, o eventual excesso de provisão constituída, em relação ao disposto na Lei 9.430/1996, está sendo adicionado à apuração do Lucro Real, para efeito de apuração do IRPJ devido e, também, à base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

NOTA 8 – INDENIZAÇÕES LEI 12.783/2013

Valor referente às indenizações a receber do poder concedente em função das alterações da Lei 12.783/2013:

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Saldo Inicial	14.437.272	-
Constituição do Direito à Indenização	-	14.091.068
Valores Recebidos	(8.779.864)	-
Atualização Monetária	707.895	346.204
Saldo Final	<u>6.365.303</u>	<u>14.437.272</u>
TOTAL CIRCULANTE	3.476.495	8.882.836
TOTAL NÃO CIRCULANTE	<u>2.888.808</u>	<u>5.554.436</u>
	<u>6.365.303</u>	<u>14.437.272</u>

Foram recebidas, até o 3º trimestre de 2013, pelas empresas controladas da Companhia, parte do valor da indenização relativo à prorrogação das concessões de Geração e Transmissão de energia aprovado pela 160ª Assembleia Geral Extraordinária.

As controladas Chesf, Eletronorte e Eletrosul optaram pelo recebimento de 50% do valor à vista e o restante parcelado, e a controlada Furnas optou pelo recebimento de grande parte valor da indenização de forma parcelada, nos termos da Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012.

Conforme previsto na legislação, o valor parcelado será recebido em parcelas mensais, até a data do encerramento original da concessã, atualizado pelo IPCA, acrescido da remuneração pelo custo médio ponderado de capital (WACC) de 5,59% real ao ano, contados a partir de 4 de dezembro de 2012, data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

30/09/2013								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Controladas e								
Controlada em conjunto								
FURNAS	6,78	23.295	276.313	3.159.534	-	-	-	-
CHESF	6,95	418	15.774	43.780	-	-	-	-
ELETROSUL	6,84	6.403	170.074	1.201.706	-	-	-	-
ELETRONORTE	7,34	18.284	308.958	3.341.579	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	6,60	(5.701)	51.938	1.048.039	-	-	-	-
CGTEE	11,55	8.965	164.022	1.144.009	-	-	-	-
CEAL	8,70	3.875	111.060	411.996	-	-	-	-
BOA VISTA	8,30	216	4.758	16.723	-	-	-	-
CERON	6,65	3.093	102.972	324.733	-	-	-	-
CEPISA	8,05	5.563	151.256	489.731	-	-	-	-
ELETOACRE	11,97	1.166	38.688	109.368	-	-	-	-
AMAZONAS	7,82	8.457	452.145	719.470	-	-	-	-
		<u>74.034</u>	<u>1.847.958</u>	<u>12.010.668</u>		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
ITAIPU	7,45	-	1.535.224	10.183.515	7,45	-	1.535.224	10.183.515
CEMIG	7,12	1.907	79.314	284.833	7,12	1.907	79.314	284.833
COPEL	8,39	1.167	51.828	144.137	8,39	1.167	51.828	144.137
CEEE	6,57	390	6.134	51.643	6,57	390	6.134	51.643
AES ELETROPAULO	10,39	333.369	11.515	661	10,39	333.369	11.515	661
CELPE	6,13	176	9.976	24.658	6,13	176	9.976	24.658
CEMAT	6,27	41.253	334.572	-	6,27	41.253	334.572	-
CELTINS	6,26	19.692	116.558	-	6,26	19.692	116.558	-
ENERSUL	6,17	3.537	20.360	55.801	6,17	3.537	20.360	55.801
CELPA	6,68	71.072	147.135	325.095	6,68	71.072	147.135	325.095
CEMAR	5,89	1.801	53.618	340.333	5,89	1.801	53.618	340.333
CESP	9,36	192	5.618	26.652	9,36	192	5.618	26.652
COELCE	6,08	408	10.907	69.822	6,08	408	10.907	69.822
COSERN	6,00	48	2.433	7.232	6,00	48	2.433	7.232
COELBA	6,00	883	25.475	148.199	6,00	883	25.475	148.199
CELG	5,71	602	9.577	86.209	5,71	602	9.577	86.209
ESCELSA	6,01	347	13.125	56.277	6,01	347	13.125	56.277
GLOBAL	6,00	69.548	44.100	-	6,00	69.548	44.100	-
CELESC DIST.	7,41	1.233	41.782	146.753	7,41	1.233	41.782	146.753
OUTRAS	6,36	54.946	47.870	381.010	6,36	54.953	159.026	395.864
(-) PCLD		<u>(186.924)</u>	<u>(279.354)</u>	<u>-</u>		<u>(186.924)</u>	<u>(279.354)</u>	<u>-</u>
		<u>415.648</u>	<u>2.287.766</u>	<u>12.332.830</u>		<u>415.655</u>	<u>2.398.922</u>	<u>12.347.684</u>
		<u>489.682</u>	<u>4.135.724</u>	<u>24.343.498</u>		<u>415.655</u>	<u>2.398.922</u>	<u>12.347.684</u>

31/12/2012								
CONTROLADORA				CONSOLIDADO				
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO		
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	
Controladas e Controlada em conjunto								
FURNAS	6,78	19.307	248.775	3.257.300	-	-	-	-
CHESF	6,95	740	34.545	93.370	-	-	-	-
ELETROSUL	6,84	5.366	70.951	1.065.900	-	-	-	-
ELETRONORTE	7,34	30.510	311.219	3.890.859	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	6,60	5.514	43.547	1.050.250	-	-	-	-
CGTEE	11,55	8.024	111.632	958.363	-	-	-	-
CEAL	8,70	2.806	77.491	341.521	-	-	-	-
BOA VISTA	8,30	237	3.520	16.833	-	-	-	-
CERON	6,65	1.836	67.099	212.307	-	-	-	-
CEPISA	8,05	3.597	104.278	471.217	-	-	-	-
ELETRACRE	11,97	994	28.610	125.350	-	-	-	-
AMAZONAS	7,82	4.914	253.925	770.150	-	-	-	-
		83.845	1.355.592	12.253.420		-	-	-
ITAIPU	7,45	-	1.271.281	10.371.354	7,45	-	1.271.281	10.371.354
CEMIG	7,12	2.134	85.068	315.893	7,12	2.134	85.068	315.893
COPEL	8,39	1.399	51.431	180.383	8,39	1.399	51.431	180.383
CEEE	6,57	341	5.821	42.745	6,57	341	5.821	42.745
AES ELETROPAULO	10,39	324.055	108.978	1.321	10,39	324.055	108.978	1.321
CELPE	6,13	211	9.911	31.048	6,13	211	9.911	31.048
CEMAT	6,27	21.953	344.384	-	6,27	21.953	344.384	-
CELTRANS	6,26	9.885	112.212	-	6,26	9.885	112.212	-
ENERSUL	6,17	508	12.786	64.421	6,17	508	12.786	64.421
CELPA	6,68	52.374	51.288	411.820	6,68	52.374	51.288	411.820
CEMAR	5,89	2.247	77.605	396.921	5,89	2.247	77.605	396.921
CESP	9,36	12	47.008	110.681	9,36	12	47.008	110.681
COELCE	6,08	460	13.939	75.577	6,08	460	13.939	75.577
COSERN	6,00	60	3.080	8.852	6,00	60	3.080	8.852
COELBA	6,00	920	24.241	155.929	6,00	920	24.241	155.929
CER	8,76	3.848	13.873	10.491	8,76	3.848	13.873	10.491
CELG	5,71	542	7.178	93.657	5,71	542	7.178	93.657
ESCELSA	6,01	395	13.202	65.668	6,01	395	13.202	65.668
GLOBAL	6,00	61.330	44.100	-	6,00	61.330	44.100	-
CELESC DIST.	7,41	1.242	41.201	146.806	7,41	1.242	41.201	146.806
OUTRAS	6,36	50.675	119.994	429.472	6,36	50.675	126.763	449.396
(-) PCLD		(140.086)	(248.027)	-		(140.086)	(248.027)	-
		394.505	2.210.554	12.913.040		394.509	2.217.323	12.932.963
		478.350	3.566.146	25.166.460		394.509	2.217.323	12.932.963

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além dos recursos setoriais, além de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras, decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 6,32% a.a. do consolidado.

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 40,45% do total da carteira da controladora e 77,25% do total da carteira do consolidado. Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 56,44% do saldo da carteira.

Os valores de mercado desses ativos são equivalentes aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas em parte através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação.

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:



	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019	Total
Controladora	2.001.957	1.666.243	1.672.209	1.662.341	1.646.938	15.693.808	24.343.497
Consolidado	1.015.447	845.164	848.190	843.185	835.372	7.960.327	12.347.684

I – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

Em 01.02.89, a Eletrobras ajuizou ação ordinária de cobrança contra a Executada/ ELETROPAULO, objetivando receber créditos oriundos de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos, segundo critérios avençados nas cláusulas e condições, entre eles o contratos ECF-1046/86, no valor Cz\$81.654.647.000,00 (Hum bilhão, seiscentos e cinquenta e quatro milhões, seiscentos e quarenta e sete mil cruzados) valor este atualizado no montante aproximado de Hum bilhão e oitocentos milhões de reais.

Nesse contexto, a ELETROPAULO ajuizou Ação de Consignação em Pagamento na Comarca de São Paulo-SP, promovendo segundo ela o depósito judicial, à título de pagamento do débito do principal e encargos, da quantia de Cz\$ 10.966.706.608,45 (Dez bilhões, novecentos e sessenta e seis milhões, setecentos e seis mil, seiscentos e oito cruzados e quarenta e cinco centavos).

No curso das referidas demandas foi prolatada sentença na ação de cobrança, julgando procedente o pedido da ELETROBRAS, condenando a ELETROPAULO ao pagamento do débito originário, de acordo com os valores apurados no laudo do Perito Judicial, compreendendo o principal mutuado e encargos contratuais, além das custas e honorários advocatícios fixados em 15% sobre o valor da condenação. (Fls. 529/533 DOU de 28/04/99)

No tocante à ação de consignação proposta pela ELETROPAULO, esta fora julgada improcedente, com a sua condenação ao pagamento das custas e de honorários advocatícios fixados em 15% (quinze por cento) sobre o valor da causa, sobrelevando destacar que ambas decisões transitaram em julgado.

Conseqüentemente, foi proposta a devida execução por título judicial pela Eletrobras perante a Quinta Vara cível do Rio de Janeiro determinando o pagamento da quantia contratada. Sobreleva destacar que, em janeiro de 1998, ocorreu a cisão parcial de ativos da ELETROPAULO, originando 03 (três) empresas distintas, a saber, EMAE – EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S/A, EPTE – EMPRESA PAULISTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S/A e a EBE – EMPRESA BRASILEIRA DE ENERGIA S/A, que, respectivamente, incorporaram parcelas do patrimônio da empresa cindida, relacionado às operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo que a ELETROPAULO – ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A, teve a sua razão social alterada para ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO Paulo S/A – (“METROPOLITANA”).

Citada para pagar a quantia determinada, a Eletrobras foi surpreendida com o incidente de exceção de pré-executividade onde a Eletropaulo questionou a ilegitimidade por conta do Protocolo da Cisão Parcial. O Magistrado, com grande perspicácia indeferiu o incidente, determinando o prosseguimento da execução.

Com a publicação da decisão que determinou o prosseguimento da execução, a Eletrobras tomou conhecimento de que em 06 de dezembro de 2002 foi interposto o Recurso de Agravo de Instrumento com requerimento de efeito suspensivo.

No final de dezembro daquele ano, a Eletrobras foi surpreendida com a concessão do efeito suspensivo no recurso de Agravo de Instrumento entendendo que a Eletropaulo não seria legítima para suportar a demanda executiva e sim a CTEEP - COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA-EPTE, por força do referenciado protocolo de Cisão.

Diante disso, foram interpostos os Recursos Extraordinários e Especial pela Eletrobras questionando todas às ilegalidades quanto ao julgamento do Recurso da Eletropaulo proferido pelo Tribunal de Justiça.

Admitido o Recurso Especial da Eletrobras, o mesmo foi distribuído ao Ministro Relator Cesar Asfor Rocha da quarta Turma do STJ, sob o número 809.672-RJ. Posteriormente, sobreveio o acórdão publicado em 27/11/2006, dando-se provimento ao Recurso Especial da Eletrobras, determinando o prosseguimento da execução entendendo, em síntese, que a medida eleita pela Eletropaulo(exceção de pré) não era apropriada ao caso .

Evitando-se novas medidas protelatórias por parte da ELETROPAULO, a Eletrobras adotou como estratégia esperar o desfecho do recurso especial no STJ, para aí sim dar continuidade ao processo de execução suspenso até então pelo incidente de exceção provocado pela Eletropaulo.

Mais a frente, da decisão que deu provimento ao recurso especial da Eletrobras para prosseguimento da execução, tendo em vista decisão contrária aos interesses da Eletropaulo, foi manejada pela mesma recurso de embargos de divergência, cujo resultado foi pelo improvimento.

Dessa decisão, a Eletropaulo manejou Recurso Extraordinário sendo, de igual sorte, negado provimento monocraticamente pelo Relator Ministro Humberto Gomes de Barros. Cabe ressaltar que dessa decisão houve oferta de recurso de Agravo de Instrumento ofertado pela Eletropaulo para o Supremo Tribunal Federal, que também foi negado provimento.

Dando-se sequência, o processo foi baixado à instância de origem para processamento do cumprimento de sentença.

Deflagrada a liquidação em 08/04/2011, o Juízo intimou as partes, conforme decisão abaixo descrita:

“ Nos termos do art. 475 - A do CPC, intinem-se os Réus para liquidação de sentença, através de seus advogados. Tendo em vista que o disposto no protocolo de cisão parcial e seus anexos pode gerar dúvidas quanto à responsabilidade pelo débito, além da complexidade na atribuição efetiva do montante destinado para cada uma das executadas, conforme exposto pelo próprio STJ, determino que a liquidação se dê por arbitramento, nos termos do art. 475 - C.”

Publicada a decisão, insurgiu a ELETROPAULO por meio de agravo nº 00155940620108190000 distribuído à Nona Câmara Cível.

Em decisão unânime, a Nona Câmara Cível deu provimento ao recurso para reconhecer a necessária liquidação por artigos. Assim decidido, o feito tomou seu curso normal, tendo as rés apresentado contestação, a Eletrobras apresentado réplica e as partes especificado as provas.

Independente do requerimento da ELETROPAULO, notadamente quanto à necessária realização de prova pericial, o Juízo entendeu sobre a desnecessidade de realização da referida prova, condenando a Eletropaulo a suportar a integralidade da dívida com base nos documentos anexados aos autos bem como, aos termos do protocolo de cisão, decisão essa publicada no dia 18/12/2012.

Posteriormente, a ELETROPAULO manejou recurso de agravo, ocasião em que, foi determinada pela Nona Câmara Cível a necessidade de realização de prova pericial publicação essa ocorrida no fim de abril do corrente ano.

Em junho foi determinado pelo Juízo da 05ª Vara Cível a juntada de petições pendentes.

Atualmente o processo está na conclusão esperando a continuidade da liquidação para fins de nomeação de perito e realização da perícia.

Em suma, o certo é que a dívida de valor decorrente do processo originário movida pela ELETROBRAS é inquestionável sob a proteção da coisa julgada. O que irá ainda persistir, será o questionamento de quem efetivamente irá honrar com o pagamento do débito proclamado na sentença, sob a luz do protocolo de cisão firmado entre a Eletropaulo e a CTEEP. Ou seja, a dívida é líquida e certa, estando pendente de definição apenas a responsabilidade pelo pagamento da CTEEP ou da Eletropaulo.

Por oportuno, imperioso consignar que os valores existentes depositados no processo na ação de consignação em pagamento foram devidamente ingressados aos cofres desta Cia. no fim de março do corrente ano.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável à AES Eletropaulo e/ou à CTEEP, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 1.773.555, (R\$ 1.735.861 em 31 de dezembro de 2012), sendo R\$ 345.545 (R\$ 434.354 em 31 de dezembro de 2012) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia.

Em 18 de março de 2013 a Companhia recebeu R\$ 97.463 referente a parte do montante incontroverso decorrente da ação consignatória movida pela Eletropaulo questionando, a época, o valor que entendia como devido por conta da dívida pactuada com a Eletrobras.

II - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 466.278 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 388.113) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

Na composição da provisão encontram-se os créditos junto à Celpa, controlada pela Equatorial Energia, no montante de R\$ 37.518 (R\$ 37.704 em 31 de dezembro de 2012). Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

Adicionalmente, a Companhia possui provisão sobre os créditos junto à Cemat e Celtins, controladas pelo Grupo Rede e sob intervenção federal, no montante de R\$ 61.443 e R\$ 16.877 (R\$ 74.626 e R\$ 20.527 em 31 de dezembro de 2012). Tais provisões foram consideradas necessárias considerando o cenário atual de ambas que vêm apresentando dificuldades significativas econômico-financeiras para a liquidação de suas dívidas (vide nota 15).

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

Saldo em 31 de dezembro de 2011	525.608
(+) Complemento	166.048
(-) Reversões / baixas	(303.543)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	388.113
(+) Complemento	110.537
(-) Reversões / baixas	(32.372)
Saldo em 30 de setembro de 2013	466.278

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (vide nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são levados à perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 10 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Eletrosul	66.046	15.613	-	-
Eletropar	-	3.049	-	-
CGTEE	56.812	53.723	-	-
Itaipu	2.230	24.744	2.230	24.744
CEMAR	25.547	25.491	25.547	25.491
CELPA	27.513	27.513	27.513	27.513
Lajeado	32.689	28.597	32.689	46.381
Enerpeixe	-	-	-	29.640
Baguari	-	-	1.837	9.729
Serra do	-	-	14.523	-
Outros	16.717	16.574	35.385	3.699
	227.554	195.304	139.724	167.197

NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

I. Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	569.175	872.776	778.362	1.050.394
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	13.119	13.777	107.899	79.054
ICMS a recuperar	-	-	31.155	19.986
Outros	-	-	95.778	349.292
	<u>582.294</u>	<u>886.553</u>	<u>1.013.194</u>	<u>1.498.726</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar	-	-	1.546.948	1.451.314
PIS/COFINS a recuperar	-	-	254.310	273.583
Outros	-	-	13.502	12.509
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.814.760</u>	<u>1.737.406</u>

II. Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	<u>1.481.361</u>	<u>1.088.491</u>	<u>1.752.681</u>	<u>1.227.005</u>
Ativo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	<u>1.734.888</u>	<u>1.754.333</u>	<u>4.877.648</u>	<u>4.854.337</u>

III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Variação Cambial Passiva	301.366	386.223	301.366	386.223
Provisão de Juros sobre o capital próprio	-	147.547	-	147.547
Provisão para Contingências	846.164	595.265	1.639.272	1.358.647
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	199.647	174.359	594.392	560.151
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	83.969	148.253	84.010	148.290
Provisões Operacionais	-	-	582.106	721.350
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	303.742	302.686	1.207.724	1.416.595
Outros	-	-	468.778	115.535
	<u>1.734.888</u>	<u>1.754.333</u>	<u>4.877.648</u>	<u>4.854.338</u>

Os Ativos Fiscais Diferidos têm seu aproveitamento em função da realização dos eventos que lhe deram origem. Considerando o histórico de rentabilidade da Companhia, bem como a expectativa de geração de lucros tributáveis nos próximos exercícios, o reconhecimento desses ativos está fundamentado na capacidade de realização do ativo, identificada a partir de análises de tendências futuras, fundamentada em estudo técnico elaborado com base em premissas e cenários macroeconômicos, comerciais e tributários, que podem sofrer alterações no futuro.

A expectativa de realização dos saldos de imposto de renda diferido ativo é como segue:

CONTROLADORA
30/09/2013

Período de realização:

2014	107.761
2015	139.220
2016	255.166
2017	398.241
2018	451.879
2019	382.620

Total reconhecido no balanço patrimonial

1.734.888

IV. ICMS, PIS/PASEP E COFINS a Recuperar Sobre Aquisição de Combustível

Esses valores estão registrados no ativo não circulante nas rubricas de PIS e COFINS a recuperar e ICMS a recuperar.

A Companhia mantém expectativa de realizar esses créditos, sendo que de acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições deverão ser ressarcidos à CCC quando realizados, deste modo é mantido um passivo de igual valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	10.446.233	7.622.094
b. Energia nuclear	687.762	581.095
	<u>11.133.995</u>	<u>8.203.189</u>
Ativo circulante	9.657.205	7.302.160
Ativo não circulante	1.476.790	901.029
	<u>11.133.995</u>	<u>8.203.189</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	9.681.163	7.789.757
	<u>9.681.163</u>	<u>7.789.757</u>
Passivo circulante	7.786.028	5.988.698
Passivo não circulante	1.895.135	1.801.059
	<u>9.681.163</u>	<u>7.789.757</u>

a) Conta de consumo de combustível (CCC) de sistemas isolados

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção de geração de energia nos sistemas isolados. A subvenção pela CCC que até então subsidiava somente os custos com combustíveis, passa a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, são incluídos os custos relativos a:

- i. contratação de energia e de potência associada;
- ii. geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- iii. encargos e impostos; e
- iv. investimentos realizados.

Incluem, também, no custo total de geração os demais custos associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala.

Referem-se a valores a receber e recebidos da CCC (parte a título de adiantamentos) nos respectivos períodos. A regulamentação da ANEEL referente à Lei nº 12.111/2009 encontra-se estabelecida, mas os valores de reembolso ainda não foram aprovados pelo órgão regulador, desta forma, os valores efetivamente recebidos não estão sendo baixados do Ativo e em contrapartida foi criada uma rubrica no Passivo Circulante denominada de Obrigações de Ressarcimento. Com isto, Companhia apresenta um valor a receber de R\$10.446.233 (R\$ 7.622.094 em 31 de dezembro de 2012) e um

passivo de R\$ 9.681.163 (R\$ 7.789.757 em 31 de dezembro de 2012) de obrigações de ressarcimento.

Nessa rubrica consta o saldo de R\$ 1.168.070, relacionado à transação a seguir:

Em 01 de julho de 2013, através da CE-PR-1.00.192.13 da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., foi encaminhado para a ANEEL o segundo Aditivo ao Termo de Cessão do Contrato de Suprimento de energia Elétrica da Eletronorte para a Companhia, referente a UTE Termonorte II para a devida homologação e posterior registro na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A apreciação deste assunto foi incluída na pauta da Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL do dia 09/07/2013 e homologada conforme Despacho nº 2.180/13 em 09 de julho e registrada na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE em agosto.

b) Energia nuclear

Conforme previsto no parágrafo 4º do art. 12 da Lei 12.111/2009, e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e da tarifa de referência (definida no parágrafo 1º da citada Lei) a ser repassado para FURNAS, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, em 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. A partir do terceiro trimestre de 2013, a Resolução Homologatória da ANEEL nº 1585, de 13 de agosto de 2013, com base no artigo 4º, facultou a celebração de um acordo entre ELETRONUCLEAR e FURNAS visando a cessão à FURNAS do direito de faturar as concessionárias de serviço público de distribuição de energia o referido diferencial. Dessa forma, a Companhia possui um direito de ressarcimento de R\$ 608.517 (R\$ 581.095 em dezembro de 2012).

De acordo com o disposto no parágrafo 1º da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.406/2012, esse montante será pago em duodécimos pelas concessionárias à FURNAS, nos anos de 2013 a 2015.

NOTA 13 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra I e UTN Angra II:



	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
CIRCULANTE		
Elementos prontos	343.730	360.751
	<u>343.730</u>	<u>360.751</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	304.663	109.153
Concentrado de urânio	68.537	143.116
Em curso - combustível nuclear	56.872	229.226
	<u>430.072</u>	<u>481.495</u>
	<u>773.802</u>	<u>842.246</u>

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

- Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;
- Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica;
- Almoxarifado, classificado no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

NOTA 14 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia apresenta, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Controladas				
Furnas	33.948	525.450	-	-
Chesf	-	-	250.906	34.525
Eletrosul	608.300	554.768	137.601	31.898
Eletronorte	233.599	220.240	21.162	-
CGTEE	150.532	160.949	-	-
Ceal	44.404	176.514	-	-
Ceron	113.151	162.798	-	-
Cepisa	136.459	430.282	-	-
Eletroacre	230.631	217.497	-	-
Amazonas	281.660	277.680	-	-
	<u>1.832.684</u>	<u>2.726.178</u>	<u>409.669</u>	<u>66.423</u>
Outros investimentos	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>
	<u>1.836.684</u>	<u>2.730.178</u>	<u>413.669</u>	<u>70.423</u>

NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Avallados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	11.109.583	11.252.674	-	-
Chesf	11.354.782	11.622.439	-	-
Eletrosul	4.788.148	4.653.342	-	-
Eletronorte	11.788.450	10.543.614	-	-
Eletronuclear	6.402.009	6.345.704	-	-
Eletropar	118.462	136.549	-	-
CGTEE	-	210.190	-	-
Distribuidora Rondônia	-	-	-	-
Distribuidora Alagoas	49.322	4.119	-	-
Distribuidora Roraima	-	-	-	-
	<u>45.610.756</u>	<u>44.768.631</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

b) Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto

Itaipu	111.500	102.175	111.500	102.175
Mangue Seco II	16.295	17.006	16.295	17.006
CHC	29.310	28.584	29.310	28.584
Norte Energia	551.905	409.386	1.836.579	1.365.096
Inambari	9.609	9.250	9.609	15.890
Celipa	94.673	94.673	94.673	94.673
CEEE-GT	583.649	738.009	583.649	738.009
Cemat	271.144	420.787	271.144	420.787
Emae	263.270	252.316	272.683	263.331
CTEEP	785.221	739.735	799.375	753.358
Cemar	463.369	411.463	463.369	411.463
Lajeado Energia	356.994	540.819	356.994	540.819
Ceb Lajeado	83.917	79.672	83.917	79.672
CEEE-D	142.037	343.875	142.037	343.875
Paulista Lajeado	24.743	27.425	24.743	27.425
Baguari Energia S.A.	-	-	91.567	89.239
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	105.041	109.609
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	-	-	63.946	41.918
Chapecoense Geração S.A.	-	-	355.414	303.627
Chuí Holding S.A.	-	-	65.650	33.606
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	187.777	176.503
Enerpeixe S.A.	-	-	586.472	514.735
ESBR Participações S.A.	-	-	2.621.662	1.879.649
Goias Transmissão	-	-	146.440	101.646
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	158.444	147.902
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	671.587	514.112
Livramento Holding S.A.	-	-	62.524	35.280
Madeira Energia S.A.	-	-	2.180.764	1.669.041
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	481.719	476.619
MGE Transmissão	-	-	92.951	63.431
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	459.475	388.108
Retiro Baixo Energia S.A.	-	-	111.867	110.078
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	-	-	153.685	97.060
Serra do Facão Energia S.A.	-	-	78.649	104.098
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	206.413	188.861
Teles Pires Participações	-	-	516.261	89.818
Transenergia Renovável S.A.	-	-	90.261	107.865
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	71.723	63.037
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	166.262	6.301
Outros	-	-	623.230	667.663
	3.787.636	4.215.175	15.445.661	13.181.969
SUBTOTAL	49.398.392	48.983.806	15.445.661	13.181.969
Mantidos a Valor Justo				
Celesc	73.911	112.012	73.911	112.012
Cesp	156.654	124.380	156.654	124.380
Coelce	195.315	232.140	195.315	232.140
AES Tietê	650.304	713.398	650.304	713.398
Energisa	72.989	82.070	72.989	82.070
CELPE	24.565	24.159	24.565	24.159
CGEEP	26.364	30.201	26.364	30.201
COPEL	34.595	38.575	34.595	38.575
CEB	5.222	6.206	5.222	6.206
AES Eletropaulo	-	-	13.203	35.207
Energias do Brasil	-	-	16.833	18.556
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738
CPFL Energia	-	-	35.280	36.457
Outros	20.345	20.410	196.695	142.267
	1.282.002	1.405.289	1.523.667	1.617.366
SUBTOTAL	50.680.394	50.389.095	16.969.328	14.799.335
Provisão para perdas em investimentos	(131.560)	(122.185)	(131.560)	(122.185)
TOTAL	50.548.834	50.266.910	16.837.768	14.677.150

Tendo em vista o processo de recuperação judicial da investida Celipa e consequente incerteza de continuidade de suas operações, a Companhia reconheceu como provisão



para perdas a totalidade do investimento na Celpa no montante de R\$ 94.673 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 94.673) e perda dos montantes de dividendos declarados e não pagos até 30 de setembro de 2013 no montante de R\$ 27.513 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 27.513), ambas as provisões limitadas à participação da Companhia no capital social da Celpa de 34,24%.

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
CELPA	122.186	122.185
INAMBARI	9.374	-
	131.560	122.185

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
CEMAT	186.432	86.464
CTEEP	957.468	1.047.648
	1.143.900	1.134.112

A Companhia quando da preparação de suas informações trimestrais consolidadas efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as da Companhia. Os ajustes realizados referem-se principalmente a política contábil para reconhecimento para provisão para créditos de liquidação duvidosa e reconhecimento das obrigações relacionadas a benefícios pós-emprego.

15.3 - Mutação dos investimentos – Controladora

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2012	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Ajuste de Práticas Contábeis	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/09/2013
MUTACÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA									
FURNAS	11.252.674	500.000	(65.363)	(2.300)	-	-	-	(575.428)	11.109.583
CHESF	11.622.439	-	133	-	-	-	-	(267.790)	11.354.782
ELETROSUL	4.653.342	-	134	-	-	(46.841)	-	181.513	4.788.148
ELETRONORTE	10.543.614	-	-	-	-	-	-	1.244.836	11.788.450
ELETRONUCLEAR	6.345.704	-	9.209	-	-	-	-	47.096	6.402.009
ELIROPAR	136.549	-	(11.798)	-	-	(8.020)	-	1.731	118.462
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	9.325	-	-	-	-	-	111.500
CGTEE	210.190	74.695	-	-	-	-	-	(284.885)	-
CEAL	4.119	164.040	-	-	-	-	-	(118.837)	49.322
CELPA	94.673	-	-	-	-	-	-	-	94.673
CEEE-GT	738.009	-	(141.944)	-	-	-	-	(12.416)	583.649
CEMAT	420.787	-	-	-	-	-	-	(149.643)	271.144
EMAE	252.316	-	-	-	-	-	-	10.954	263.270
CITEP	739.735	-	-	-	-	-	90.180	(44.694)	785.221
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(56)	-	51.962	463.369
REDE LAJEADO	540.819	-	-	-	(180.394)	(47.837)	-	44.406	356.994
CEB LAJEADO	79.672	-	0	-	-	(5.927)	-	10.172	83.917
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	-	3.454	24.743
CEEE-D	343.875	-	(132.727)	-	-	-	-	(69.111)	142.037
INAMBARÍ	9.250	705	(32)	-	-	-	-	(314)	9.609
CHC	28.584	-	-	-	-	-	-	726	29.310
EOLICA MANGUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	-	(711)	16.295
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	409.386	145.500	-	-	-	-	-	(2.981)	551.905
INVESTIMENTOS	48.983.806	884.940	(333.063)	(2.300)	(180.394)	(114.818)	90.180	70.041	49.398.392
MUTACÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA									
CEPISA	(223.505)	355.866	-	-	-	-	-	(137.238)	(4.877)
CERON	(72.768)	94.296	-	-	-	-	-	(61.636)	(40.108)
BOA VISTA	(23.562)	-	-	-	-	-	-	23.481	(81)
AMAZONAS	(1.128.017)	-	-	-	-	-	-	(623.857)	(1.751.874)
ELETRACRE	(54.035)	-	-	-	-	-	-	(21.526)	(75.561)
CGTEE	-	-	-	-	-	-	-	(73.254)	(73.254)
PASSIVO A DESCOBERTO	(1.501.887)	450.162	-	-	-	-	-	(894.030)	(1.945.755)
LÍQUIDO	47.481.919	1.335.103	(333.063)	(2.300)	(180.394)	(114.818)	90.180	(823.990)	47.452.637

15.4 Informações do valor de mercado e de receita das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			30/09/2013	31/12/2012
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	213.326	244.628
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	201.303	268.884
CELPA	Equivalência Patrimonial	1,15%	17.274	23.613
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	669.271	534.769
CEMAT	Equivalência Patrimonial	40,92%	242.791	206.254
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,23%	1.955.784	1.846.752
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	88.516	106.681
CELESC	Valor de mercado	10,75%	73.911	141.779
CESP	Valor de mercado	2,05%	156.654	153.571
COELCE	Valor de mercado	7,06%	195.314	226.711
AES Tietê	Valor de mercado	7,94%	650.305	713.399
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	26.364	30.162
ENERGISA S.A	Valor de mercado	3,29%	72.989	77.740
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	322	391
CELPE	Valor de mercado	1,56%	24.564	35.212
COPEL	Valor de mercado	0,56%	34.595	37.856
CEB	Valor de mercado	3,29%	5.222	6.000
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	-	35.206
CPFL Energia	Valor de mercado	0,18%	-	36.456
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	-	18.556

(*) Baseado na cotação das ações na data-base.

15.5 Resumo das informações dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

I - Ativo e Passivo

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	30/09/2013				
		Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,00%	260.481	13.467	30.554	32.098	211.296
CEEE-D	32,59%	1.486.724	1.356.433	496.283	1.911.044	435.830
CEEE-GT	32,59%	435.723	2.954.663	241.179	1.357.702	1.791.505
Chapcoense Geração S.A.	40,00%	3.205.920	304.179	1.827.836	793.726	888.537
Cia Hidrelétrica Teles Pires	49,00%	2.511.428	137.162	860.275	847.008	941.307
CTEEP	35,23%	20.331	7.092.441	1.639.374	520.361	4.953.037
Energética Águas da Pedra S.A	49,00%	766.288	112.590	450.981	44.676	383.221
Enerpeixe S.A.	40,00%	1.706.440	308.156	266.597	281.818	1.466.181
ESBR Participações S.A.	40,00%	15.916.391	1.350.071	10.062.073	1.035.234	6.169.155
Inambari Geração de Energia	49,00%	26.156	4.852	-	120	30.888
Integração Transmissora de Energia S.A	49,00%	629.899	15.435	220.007	102.098	323.229
Interligação Elétrica do Madeira S.A	49,00%	3.856.872	202.687	2.393.045	482.005	1.184.509
Itaipu	50,00%	39.054.938	-	31.509.655	7.322.283	223.000
Madeira Energia S.A	39,00%	17.121.530	1.312.326	10.813.495	2.128.659	5.491.702
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	1.975.639	235.079	875.100	362.447	973.171
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	2.110.172	21.539	1.009.458	284.549	837.704
Norte Energia S.A	50,00%	10.756.512	2.385.790	8.594.154	875.552	3.672.596
Serra do Facão Energia S.A	49,47%	2.006.097	99.733	530.145	1.416.715	158.970
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	49,00%	667.741	60.824	206.276	101.037	421.252
Outros		11.261.732	3.040.872	5.633.282	2.505.491	6.163.831

II - Resultado

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	30/09/2013					
	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	(11.181)	434	(2.140)	6.533	(10.142)	-
CEEE- D	1.682.275	161.150	(95.597)	5.270	(212.063)	(44.499)
CEEE- GT	543.644	142.404	(32.164)	16.830	(38.094)	(30.958)
Chapcoense Geração S.A.	414.776	10.943	(105.797)	(58.775)	94.822	(48.365)
Cia Hidrelétrica Teles Pires	-	-	(558)	-	(10.732)	-
CTEEP	560.857	247.840	(169.827)	147.197	(126.863)	(5.475)
Energética Aguas da Pedra S.A	118.849	3.619	(22.432)	(16.177)	31.452	(12.650)
Enerpeixe S.A.	317.427	8.791	(40.543)	(27.265)	157.050	(37.049)
ESBR Participações S.A.	6.486	2.633	(1.521)	20.200	(35.635)	(223)
Inambari Geração de Energia	-	-	-	-	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A	52.155	928	(12.875)	(5.720)	24.813	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A	677.264	2.974	(99.309)	(4.056)	7.873	(5.191)
Itaipu	6.095.586	241.325	241.325	-	1.973.668	-
Madeira Energia S.A	764.907	10.333	(234.604)	5.021	(64.836)	(124.256)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	17.723	494	(53.145)	12.065	(24.965)	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	147.413	28.906	(52.228)	-	16.041	-
Norte Energia S.A	-	55.411	(56.024)	13.176	(26.641)	(2.311)
Serra do Facão Energia S.A	166.304	2.758	(26.172)	(5.425)	(42.441)	(16.160)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	98.911	1.579	(14.967)	(13.358)	62.231	(83)
Outros	1.601.757	599.063	(394.542)	(68.289)	91.371	(12.533)

I - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL, e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2010 com vigência até 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 111.437 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 39.531), prejuízos acumulados de R\$ 492.987 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 374.151) e patrimônio líquido de R\$ 49.322 (31 de dezembro de 2012 – patrimônio líquido positivo em R\$ 4.119) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Distribuição Rondônia - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Rondônia mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 12 de fevereiro de 2001 e de 11 de novembro de 2005, com vencimento em 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 183.947 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 24.541), prejuízos acumulados de R\$ 1.252.264 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.190.628) e passivo a descoberto de R\$ 40.107 (31 de dezembro de 2012 – passivo a descoberto de R\$ 72.768) e depende do suporte financeiro da Companhia.

c) Distribuição Piauí – detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão 04/2001 de 12 de fevereiro de 2001, com a ANEEL, com vencimento em 07 de julho de 2015. A principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 167.131 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 54.248), prejuízos acumulados de R\$ 1.136.410 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 999.171) e passivo a descoberto de R\$ 4.879 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 223.505) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas Energia – tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (1.600,60 MW) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 2.625.801 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.949.330), prejuízos acumulados de R\$ 6.251.575 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 5.445.438) e passivo a descoberto de R\$ 1.934.156 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.128.018) e depende do suporte financeiro da Companhia. A investida encontra-se em processo de desverticalização das operações de geração da Empresa.

e) Distribuição Roraima - Detém concessão pelo Contrato 21/2001 – ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista, válida até o ano de 2015. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 40.769 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 41.725), prejuízos acumulados de R\$ 680.196 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 715.355) e passivo a descoberto de R\$ 80 (31 de dezembro de 2012 – passivo a descoberto de R\$ 23.562) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização para todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão 06/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 12 de fevereiro de 2001, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015. O suprimento de energia elétrica da capital, Rio Branco, e das seis localidades interligadas ao Sistema Rio Branco, é feita pela ELETRONORTE. O interior do Estado, desde 1999, através de um contrato de Comodato, vem sendo suprido pela GUASCOR do Brasil Ltda., na forma de Produtor Independente de Energia- PIE, por intermédio de Sistemas Isolados de Geração. Destaque-se que, o suprimento de energia elétrica a todo o Estado, é feito através de Termoelétricas a Diesel (100%). A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 101.471 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 28.477), prejuízos acumulados de R\$ 329.597 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 295.814) e passivo a descoberto de R\$ 80.162 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 46.379) e depende do suporte financeiro da Companhia.

II – Empresas de Geração e Transmissão:

a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a construção da usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia é fornecida exclusivamente para a controlada FURNAS, mediante contrato de compra e venda de energia elétrica.

b) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém o controle da Uirapuru. Conforme NE 3.2 (d), Artemis, RS Energia, Porto Velho Transmissora, Cerro Chato I, II e III foram incorporadas em 29 de maio de 2013.

c) Itaipu Binacional - entidade binacional criada e regida, em igualdade de direitos e obrigações, pelo Tratado internacional assinado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, sendo seu capital pertencente em partes iguais à Eletrobras e a ANDE.

Seu objetivo é o aproveitamento dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde o Salto de Guaira até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e operação de Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada de 12,6 milhões de kW.

d) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. O sistema de transmissão da Chesf é composto por 18.723 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.122 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 12.792 km de circuitos de transmissão em 230 kV, 809 km de circuitos de transmissão em tensões



inferiores, 100 subestações com tensão maior que 69 kV e 762 transformadores efetivamente em operação em todos os níveis de tensão, totalizando uma capacidade de transformação de 44.181 MVA, além de 5.683 km de cabos de fibra óptica.

A CHESF, companhia de capital aberto sem ações listadas em bolsas de valores, da qual a Eletrobras detém 99,6% do capital, anunciou, em 17 de setembro de 2013, a aprovação da proposição de realização de uma “Oferta Pública de Aquisição de Ações – OPA”. O fechamento de capital da controlada está vinculado ao programa de redução de custos que está sendo implantado no sistema Eletrobras.

e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW e 7 usinas termelétricas, com capacidade de 601,08 MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.461,13 MW. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.287,13 km de linhas de transmissão, 45 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 695,89 Km de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.983,02 km de linhas de transmissão e 55 subestações.

A Companhia detém o controle acionário das subsidiárias integrais Estação Transmissora de Energia S.A. e Rio Branco Transmissora de Energia S.A., além de participação societária em diversas Sociedades de Propósito Específico – SPE, de geração e transmissão de energia elétrica.

f) Furnas Centrais Elétricas S.A. – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso e Tocantins, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. II. O sistema de produção de energia elétrica operado por FURNAS é composto por 8 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.662 MW, e 2 usinas termelétricas com 962 MW de capacidade, totalizando 9.624 MW.

g) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B, localizada no município de Candiota; Usina de São Jerônimo, localizada no município de São Jerônimo; e Usina NUTEPA, localizada no Município de Porto Alegre, todas no Estado do Rio Grande do Sul. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 346.624 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 316.197).

A Companhia apresentou em 30 de setembro de 2013 um prejuízo de R\$ 358.175, ante um prejuízo de R\$ 213.506 em 30 de setembro de 2012. O resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 73.270. Diante do quadro atual, a Companhia está em tratativas junto a *holding* para viabilizar ações que possibilitam a sua recuperação técnica e financeira e também está tendo todo o apoio financeiro da *holding* para sua

manutenção operacional, bem como para execução dos investimentos futuros necessários.

III - Demais Empresas

a) Companhia Energética do Maranhão - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do Estado do Maranhão, regulada pelo Contrato de Concessão nº 60, de 28 de agosto de 2000, celebrado com a ANEEL, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

b) Eletrobras Participações S.A. - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades.

c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.

d) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 1,5 milhões de unidades consumidoras.

e) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.

f) Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA – sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028. Além do contrato de distribuição, a CELPA possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida apresentava em 30 de setembro de 2013 (última informação publicada) capital circulante líquido negativo de R\$ 178.982 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 33.510).

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do seu pedido de recuperação judicial, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções

legais, deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial, aprovado em 01 de setembro de 2012 em assembleia geral de credores.

g) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. A investida apresentava capital circulante líquido positivo em 30 de setembro de 2013 de R\$ 165.244 (31 de dezembro de 2012 R\$ 140.244).

h) Lajeado Energia S.A. - companhia de capital fechado, controlada da EDP Energias do Brasil S.A., tem como principal objeto social a geração e comercialização de energia elétrica. A Companhia detém 73% do capital total da Investco S.A., que tem como objeto principal a exploração da UHE Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, no Estado do Tocantins, nos termos do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público 05/97 – ANEEL, com vigência até 2033.

i) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Rede Energia S.A., sob intervenção federal, atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 7 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027. A investida apresentava capital circulante líquido negativo em 30 de setembro de 2013 de R\$ 690.969 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 438.922). A investida tem apresentado dificuldades de captação e renovação de seus empréstimos e financiamentos o que vem resultando em dificuldades de liquidar o serviço da dívida, a sua amortização e liquidação de outros compromissos operacionais de curtíssimo prazo.

Conforme comunicado ao mercado em anúncio de Fato Relevante publicado em 31 de agosto de 2012, a ANEEL decretou intervenção na CEMAT, a qual é regida pela Medida Provisória 577, publicada em 30 de agosto de 2012. Adicionalmente a Companhia divulgou ao mercado em 19 de dezembro de 2012 a postergação do pagamento de juros sobre capital próprio declarados na Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2012. Este pagamento está suspenso até que seja restabelecida a capacidade financeira da Companhia.

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 ser 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).

j) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 30 de setembro de 2013, a investida apresentava capital circulante líquido positivo de R\$ 966.671 (31 de dezembro de 2012 – capital líquido negativo de R\$ 1.191.908).

k) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. A investida está incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento de projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações. Em 30 de setembro de 2013, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 355.102 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 1.187.096).

IV – Sociedades sob Gestão

a) Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA - a Companhia assinou, em 12 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA. Este processo prevê que a Companhia assuma o controle acionário da CEA.

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebraram, em 12 de setembro de 2013, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CEA que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CEA, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA, os quais serão, posteriormente, substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado do Amapá receberá financiamento do Governo Federal, com a finalidade de quitação das dívidas da CEA junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

b) Companhia Energética de Roraima - CERR - a Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima - CERR. Este

processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima celebraram, inicialmente, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, respeitadas as autorizações necessárias, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CEA que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR, os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado de Roraima deverá obter financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

V – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador, detendo ações preferenciais. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados no Ativo – Investimentos.

No mesmo sentido, tendo em vista as necessidades de expansão dos investimentos no Setor Elétrico, as empresas controladas pela Companhia participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em diversas empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo – Investimentos. Os investimentos mais relevantes com participação da Companhia e suas controladas em sociedades de propósito específico não diferem do apresentado das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

15.6 – Ações em garantia

Tendo em vista a Companhia ter diversas ações no âmbito do judiciário, onde figura como ré (vide Nota 31), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos (ações representativas do capital social de empresas investidas) que representam 6,63% (9,02% em 31 de dezembro 2012) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

CONTROLADORA			
30/09/2013			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	785.221	99,09%	778.075
EMAE	263.270	100,00%	263.270
CESP	156.654	99,44%	155.777
CEB	5.222	100,00%	5.222
AES TIETE	650.304	100,00%	650.304
COELCE	195.315	99,98%	195.276
CGEEP	26.364	100,00%	26.364
CEMAT	271.144	100,00%	271.144
CELPA	94.673	100,00%	94.673
CELPE	24.565	100,00%	24.565
CEEE - GT	583.649	28,61%	166.982
CEEE - D	142.037	100,00%	142.037
CELESC	73.911	99,97%	73.889
ENERGISA	72.989	82,81%	60.442
CEMAR	463.369	96,90%	449.005
SUBTOTAL	3.808.687		3.357.025
Outros Investimentos	46.740.147		-
TOTAL	50.548.834	6,64%	3.357.025

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

CONSOLIDADO					
30/09/2013					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	42.543.014	(17.935.161)	(485.244)	(2.056.185)	22.066.424
Administração	2.103.276	(1.170.776)	-	-	932.500
	44.646.289	(19.105.937)	(485.244)	(2.056.185)	22.998.923
Em curso					
Geração	6.489.859	-	-	-	6.489.859
Administração	548.822	-	-	-	548.822
	7.038.681	-	-	-	7.038.681
	51.684.971	(19.105.937)	(485.244)	(2.056.185)	30.037.605

CONSOLIDADO					
31/12/2012					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas a Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	38.643.191	(17.156.638)	(492.702)	(2.082.853)	18.910.998
Administração	2.197.740	(1.130.055)	-	-	1.067.685
	<u>40.840.931</u>	<u>(18.286.693)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(2.082.853)</u>	<u>19.978.683</u>
Em curso					
Geração	9.088.072	-	-	-	9.088.072
Administração	428.077	-	-	-	428.077
	<u>9.516.149</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.516.149</u>
	<u>50.357.080</u>	<u>(18.286.693)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(2.082.853)</u>	<u>29.494.832</u>

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em garantias a terceiros.

As Obrigações Especiais correspondem a recursos recebidos de consumidores com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica e são alocadas aos empreendimentos correspondentes. Os ativos adquiridos com os correspondentes recursos são registrados no imobilizado da Companhia, conforme disposições estabelecidas pela ANEEL. Em virtude de sua natureza essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não serão devolvidas aos consumidores.

Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO					Saldo em 30/09/2013
	Saldo em 31/12/2012	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Depreciação	
Geração / Comercialização						
Em serviço	37.524.419	883	3.951.356	(17.454)	-	41.459.204
Depreciação acumulada	(17.156.638)	(333.350)	12.448	6.239	(463.861)	(17.935.161)
Em curso	9.088.072	1.480.586	(3.974.444)	(104.355)	-	6.489.859
Arrendamento Mercantil	1.118.772	-	-	-	(34.962)	1.083.810
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(2.082.853)	(2.450)	6	12.603	16.509	(2.056.185)
	<u>28.491.773</u>	<u>1.145.669</u>	<u>(10.634)</u>	<u>(102.967)</u>	<u>(482.314)</u>	<u>29.041.527</u>
Administração						
Em serviço	2.197.740	19.384	(8.244)	(105.604)	-	2.103.276
Depreciação acumulada	(1.130.055)	(8.508)	12.752	30.055	(75.020)	(1.170.776)
Em curso	428.077	187.956	(63.762)	(3.449)	-	548.822
	<u>1.495.762</u>	<u>198.832</u>	<u>(59.254)</u>	<u>(78.998)</u>	<u>(75.020)</u>	<u>1.481.322</u>
(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão						
Reintegração Acumulada	19.697	-	-	-	2.120	21.817
Participação da União Federal	(177.802)	-	-	-	18	(177.784)
Doações e Subvenções p/ investimentos	(532)	-	-	-	13	(519)
Participação da União, estados e Municípios	(19.389)	-	-	-	-	(19.389)
Reservas para Amortização	(81.998)	-	-	-	-	(81.998)
Outros	(232.678)	-	-	(1.148)	6.455	(227.371)
	<u>(492.702)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.148)</u>	<u>8.606</u>	<u>(485.244)</u>
TOTAL	<u>29.494.833</u>	<u>1.344.501</u>	<u>(69.888)</u>	<u>(183.113)</u>	<u>(548.728)</u>	<u>30.037.605</u>

Taxa média de depreciação e Depreciação acumulada:

	CONSOLIDADO			
	30/09/2013		31/12/2012	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Geração				
Hidráulica	2,43%	12.207.465	2,51%	11.923.483
Nuclear	3,45%	3.307.637	0,08%	3.080.265
Térmica	1,99%	2.324.521	0,47%	2.076.971
Eólica	4,25%	38.240	4,00%	21.749
Comercialização	3,15%	57.298	2,29%	54.170
		<u>17.935.161</u>		<u>17.156.638</u>
Administração	6,99%	1.170.776	6,76%	1.130.055
		<u>1.170.776</u>		<u>1.130.055</u>
Total		<u>19.105.937</u>		<u>18.286.692</u>

NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO

I – Ativo Financeiro Itaipu

	Controladora	
	30/09/2013	31/12/2012
Contas a Receber	1.836.326	1.459.221
Direito de Ressarcimento	340.511	849.724
Fornecedores de Energia - Itaipu	(1.489.828)	(1.468.505)
Obrigações de ressarcimento	(445.922)	(1.627.555)
Total ativo (passivo) circulante	241.087	(787.115)
Contas a Receber	835.191	894.847
Direito de Ressarcimento	5.315.090	4.919.758
Obrigações de ressarcimento	(3.240.079)	(2.999.085)
Total ativo (passivo) não circulante	2.910.202	2.815.520

II – Ativo Financeiro – Concessões de serviço Público

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	8.021.008	7.154.941
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	7.056.084	7.184.041
	15.077.092	14.338.982
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	5.345.149	4.595.947
	5.345.149	4.595.947
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	1.483.539	1.483.540
	1.483.539	1.483.540
	21.905.780	20.418.469
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	3.151.289	2.028.405
	3.151.289	2.028.405
Total do ativo financeiro	25.057.069	22.446.874
Ativo Financeiro – Circulante	656.358	318.293
Passivo Financeiro – Circulante	-	787.115
Ativo Financeiro – Não Circulante	24.400.711	22.915.696
Total do ativo (passivo) financeiro	25.057.069	22.446.874



A parcela do Ativo Financeiro referente às concessões, no montante de R\$ 21.905.780 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 20.418.469) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração (quando aplicável) e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

a - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

a.1 – Fator de ajuste

Ao amparo da Lei 11.480/2007, foi retirado o fator de ajuste dos contratos de financiamento celebrados com Itaipu Binacional, e dos contratos de cessão de créditos firmados com o Tesouro Nacional, a partir de 2007, ficando assegurada à Companhia a manutenção integral de seu fluxo de recebimentos.

Como decorrência, foi editado o Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, regulamentando a comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, definindo o diferencial a ser aplicado na tarifa de repasse, criando um ativo referente à parte do diferencial anual apurado, equivalente ao fator anual de ajuste retirado dos financiamentos, a ser incluído anualmente na tarifa de repasse, a partir de 2008, praticado pela Companhia, preservando o fluxo de recursos, originalmente estabelecido.

Dessa forma, passou a ser incluído na tarifa de repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional, a partir de 2008, o diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste, cujos valores são definidos anualmente através de portaria interministerial dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Na tarifa de repasse em vigor em 2011, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 214,989, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças aos consumidores, homologado pela portaria MME/MF 398/2008.

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 5.315.090 em 30 de setembro de 2013, equivalentes a US\$ 2,383,448 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 4.919.758, equivalentes a US\$ 2,407,516), dos quais R\$ 3.240.079, equivalente a US\$ 1,452,950, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

a.2 - Comercialização de energia elétrica

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, atribuiu à Companhia a responsabilidade pela aquisição da totalidade da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional a ser consumida no Brasil, passando a ser a comercializadora dessa energia elétrica.

Desta forma, foi comercializado no terceiro trimestre de 2013 o equivalente a 52.323 GWh, sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22.60/kW e a tarifa de repasse (venda), US\$ 26.08/kW.

O resultado da comercialização da energia elétrica da Itaipu Binacional, nos termos do Decreto 4.550, de 27 de dezembro de 2002, observadas as alterações introduzidas pelo Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, tem a seguinte destinação:

1) se positivo, deverá ser destinado, mediante rateio proporcional ao consumo individual, a crédito de bônus nas contas de energia dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado, integrantes das classes residencial e rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh.

2) se negativo, é incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse de potência contratada no ano subsequente à formação do resultado.

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se negativo uma obrigação efetiva.

Em setembro de 2013 a atividade foi superavitária em R\$ 464.645 (deficitária - R\$ 427.665 em 30 de setembro de 2012), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

b - Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária – CEPISA, CEAL e AMAZONAS

A ANEEL, por meio dos despachos nos. 2.697, 2.767 e 3.150, de 26 de julho, de 2 de agosto e de 16 de setembro de 2013, respectivamente, declarou o valor total da Base de Remuneração – BRR para fins do 3º ciclo de revisão tarifária para as seguintes Distribuidoras do Sistema Eletrobras:

	CEPISA	CEAL	AMAZONAS
Base de remuneração líquida	291.049	443.836	1.493.663
Taxa de depreciação	3.99% a.a.	3.97% a.a.	3.31% a.a.
Saldo contábil do intangível em 30/09/2013	8.577	4.863	549.026
Saldo contábil do ativo financeiro em 30/09/2013	789.662	644.307	2.645.366

A BRR é utilizada na bifurcação dos ativos relacionados à infraestrutura, como base para determinar o valor do ativo financeiro das concessões de distribuição de energia elétrica, relacionado ao montante a ser reembolsado pelo poder concedente ao término das concessões. No caso da Amazonas, a BRR também é utilizada na bifurcação dos ativos de geração e transmissão, em processo de desverticalização.

A administração da Eletrobras está em processo de análise e conciliação dos valores determinados pela ANEEL e de avaliação dos impactos em suas demonstrações financeiras.

As controladas Boa Vista, Eletroacre e Ceron também tiveram seus valores de Base de Remuneração – BRR declarados para fins do 3º ciclo de revisão tarifária, conforme nota de Eventos Subsequentes (nota 48).

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO				
	SALDO EM 31/12/2012	ADIÇÕES	BAIXAS	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	118.949	4.817	(4.680)	(6.298)	-
Em serviço	55.299	-	-	(6.298)	7.588
Ativo Intangível	101.606	-	-	(516)	7.588
Amortização acumulada	(46.307)	-	-	(5.782)	-
Em curso	63.650	4.817	(4.680)	-	(7.588)
Ativo Intangível	63.650	4.817	(4.680)	-	(7.588)
Vinculados à Concessão - Distribuição	770.071	(22.763)	(6.319)	(74.630)	(27)
Em serviço	665.511	(54.255)	1.933	(74.630)	16.240
Ativo Intangível	2.547.969	-	(68.776)	-	46.843
Amortização acumulada	(1.243.884)	(61.923)	55.208	(102.123)	-
Obrigações especiais	(415.806)	-	15.501	18.692	(5.195)
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-
Impairment	(222.768)	7.668	-	8.801	(25.408)
Em curso	104.560	31.492	(8.252)	-	(16.267)
Ativo Intangível	228.691	46.753	(3.843)	-	(41.180)
Obrigações especiais	(40.205)	(4.765)	(4.409)	-	9.030
Impairment	(66.736)	(10.496)	-	-	15.883
Contrato de concessão oneroso	(17.190)	-	-	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	-	4.623	(1.992)	(230)	-
Em serviço	-	305	-	(230)	2.942
Ativo Intangível	-	305	-	-	2.942
Em curso	-	4.318	(1.992)	-	(2.942)
Ativo Intangível	-	4.318	(1.992)	-	(2.942)
Não Vinculados à Concessão (Outros Intang)	315.543	22.290	7.118	(29.743)	16.568
Administração	-	-	-	-	-
Em serviço	533.364	-	5.354	-	29.480
Amortização acumulada	(242.419)	(8.796)	1.643	(29.743)	-
Em curso	72.277	31.078	121	-	(12.912)
Outros	(47.679)	8	-	-	-
Total	1.204.563	8.967	(5.873)	(110.901)	16.541

O Ativo Intangível é substancialmente amortizado durante o seu prazo de concessão.

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A Companhia estimou o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em valor em uso tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura vinculada à concessão. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão. Quando identificada a necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longo prazo, esta provisão é reconhecida no resultado do período na rubrica Provisões Operacionais.

Para 30 de setembro de 2013, a Companhia manteve a mesma provisão reconhecida em 31 de dezembro de 2012.

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	39.629	43.450	5.628.399	4.102.270
Energia Comprada para Revenda	306.820	424.354	918.257	2.164.593
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	244.940	156.211
	<u>346.449</u>	<u>467.804</u>	<u>6.791.596</u>	<u>6.423.074</u>
NÃO CIRCULANTE				
Energia Comprada para Revenda	-	-	580.584	-
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>580.584</u>	<u>-</u>
	<u>346.449</u>	<u>467.804</u>	<u>7.372.180</u>	<u>6.423.074</u>

Em 2013, ocorreu a renegociação de vencimentos pela controlada Amazonas Energia junto ao seu fornecedor de óleo combustível (BR Distribuidora), ampliando os prazos de vencimento.

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	48.910	45.583
Adiantamentos de clientes - PROINFA	428.952	424.309	428.952	424.309
	428.952	424.309	477.862	469.892
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	789.318	830.234
	-	-	789.318	830.234
TOTAL	428.952	424.309	1.267.180	1.300.126

I – ALBRÁS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRÁS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (vide nota 44).

Com base nestas condições, a ALBRÁS, fez uma oferta de pré-compra de energia elétrica com pagamento antecipado, que se constitui em créditos de energia que serão amortizados durante o período de fornecimento, em parcelas fixas mensais expressas em MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês do faturamento, como detalhado a seguir:

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	01/01/2024	de 304 a 328
BHP	01/07/2004	02/01/2024	de 353,08 a 492

II - PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

A Companhia assegura a compra da energia elétrica produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, e repassa esta energia às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor de energia em quotas, equipamento ao custo correspondente à participação dos



consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

I - Contratos obtidos pela Companhia em 2013 – Instituições Financeiras

Foi assinado, em 24 de junho de 2013, o contrato de financiamento junto ao banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor de R\$ 2.500.000, cujos recursos serão destinados para cobrir o capital de giro para o ano de 2013. Este contrato conta com garantia da União, variação da taxa Selic mais um spread de 2,5% ao ano e prazo de 5 anos de repagamento (com carência de 1 ano). Até 30 de setembro de 2013 a Companhia sacou R\$ 2.000.000 referente a esse contrato.

II – Reserva Global de Reversão (RGR)

A Companhia é autorizada a sacar recursos da RGR aplicando-os na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

Desta forma, a Companhia toma recursos junto à RGR, reconhecendo uma dívida para com este Fundo, e aplica em projetos específicos de investimento, por ela financiados, que tenham por objetivo:

- a) expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- b) incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- c) estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- d) implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- e) iluminação pública eficiente;
- f) conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços;
- g) universalização de acesso à energia elétrica.

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 30 de setembro de 2013, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 8.498.801 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 8.870.838), incluídos na rubrica Financiamentos e empréstimos, do passivo.

Os recursos que compõem o Fundo RGR não fazem parte destas informações trimestrais, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

30/09/2013									
CONTROLADORA					CONSOLIDADO				
		ENCARGOS					ENCARGOS		
		CIRCULANTE		PRINCIPAL			CIRCULANTE		PRINCIPAL
				NÃO					NÃO
		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Moeda Estrangeira									
Banco Interamericano de Desenvolvimento	4,40%		1.136	41.492	165.966	4,40%	1.829	41.492	345.016
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%		12.593	360.565	1.689.293	2,51%	12.593	360.565	1.689.293
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%		1.031	-	178.797	3,86%	1.031	-	178.797
Eximbank	2,15%		2.415	49.784	199.131	2,15%	2.415	49.784	199.131
BNP Paribas	1,53%		2.513	77.228	611.374	1,53%	2.513	77.228	611.374
Outras			60	2.252	96.976		220	3.562	102.297
			<u>19.748</u>	<u>531.321</u>	<u>2.941.537</u>		<u>20.601</u>	<u>532.631</u>	<u>3.125.908</u>
Bônus									
Vencimento 30/11/2015	7,75%		20.244	-	669.000	7,75%	20.244	-	669.000
Vencimento 30/07/2019	6,87%		30.177	-	2.230.000	6,87%	30.177	-	2.230.000
Vencimento 27/10/2021	5,75%		111.128	-	3.902.500	5,75%	111.128	-	3.902.500
			<u>161.549</u>	<u>-</u>	<u>6.801.500</u>		<u>161.549</u>	<u>-</u>	<u>6.801.500</u>
Outros									
Tesouro Nacional - ITAIPU			-	-	-		32	884	-
MORGAN			-	-	-		398	371	7.058
LLOYDS			-	-	-		-	42	1.038
			<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>		<u>430</u>	<u>1.297</u>	<u>8.096</u>
			<u>181.297</u>	<u>531.321</u>	<u>9.743.037</u>		<u>182.580</u>	<u>533.928</u>	<u>9.935.504</u>
Moeda Nacional									
Reserva Global de Reversão			-	-	8.498.801		-	-	8.498.801
Outras Instituições Financeiras			-	-	663		5.895	65.586	822.504
Banco do Brasil			-	-	-		27.621	19.142	1.159.361
Caixa Econômica Federal			-	-	-		37.252	3.825	1.822.377
BNDES			46.242	200.000	1.800.000		65.370	576.149	6.549.034
			<u>46.242</u>	<u>200.000</u>	<u>10.299.464</u>		<u>136.138</u>	<u>664.702</u>	<u>18.852.077</u>
			<u>227.539</u>	<u>731.321</u>	<u>20.042.501</u>		<u>318.718</u>	<u>1.198.630</u>	<u>28.787.581</u>

31/12/2012									
CONTROLADORA					CONSOLIDADO				
		ENCARGOS					ENCARGOS		
		CIRCULANTE		PRINCIPAL			CIRCULANTE		PRINCIPAL
				NÃO					NÃO
		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Moeda Estrangeira									
Instituições financeiras									
Banco Interamericano de Desenvolvimento	4,40%		2.124	38.021	171.097	4,40%	2.194	38.021	301.977
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%		12.978	330.237	1.862.530	2,51%	12.978	330.237	1.862.530
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%		2	-	35.832	3,86%	2	-	35.832
Dresdner Bank	6,25%		-	-	-	6,25%	-	-	-
Eximbank	2,15%		1.346	52.067	234.296	2,15%	1.346	52.067	234.296
BNP Paribas	1,53%		330	70.769	595.628	1,53%	330	70.769	595.628
Outras			146	2.064	9.655		672	6.379	33.970
			<u>16.926</u>	<u>493.158</u>	<u>2.909.038</u>		<u>17.522</u>	<u>497.473</u>	<u>3.064.233</u>
Bônus									
Vencimento 30/11/2015	7,75%		4.675	-	613.050	7,75%	4.675	-	613.050
Vencimento 30/07/2019	6,87%		68.687	-	2.043.500	6,87%	68.687	251	2.043.538
Vencimento 27/10/2021	5,75%		42.431	-	3.576.125	5,75%	42.431	-	3.576.125
			<u>115.793</u>	<u>-</u>	<u>6.232.675</u>		<u>115.793</u>	<u>251</u>	<u>6.232.713</u>
Outros									
Tesouro Nacional - ITAIPU			-	-	-		20	810	405
CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY			-	-	-		-	-	-
MORGAN			-	-	-		-	-	-
LLOYDS			-	-	-		-	38	991
			<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>		<u>20</u>	<u>848</u>	<u>1.396</u>
			<u>132.719</u>	<u>493.158</u>	<u>9.141.713</u>		<u>133.335</u>	<u>498.572</u>	<u>9.298.342</u>
Moeda Nacional									
Reserva Global de Reversão			-	-	8.870.838		-	-	8.870.838
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios			-	-	-		-	-	-
Outras Instituições Financeiras			-	-	-		22.119	253.142	827.740
Banco do Brasil			-	-	-		8.071	21.220	961.334
Caixa Econômica Federal			-	-	-		23.342	-	823.202
BNDES			-	-	-		36.568	340.910	4.511.415
			<u>-</u>	<u>-</u>	<u>8.870.838</u>		<u>90.100</u>	<u>615.272</u>	<u>15.994.529</u>
			<u>132.719</u>	<u>493.158</u>	<u>18.012.551</u>		<u>223.435</u>	<u>1.113.844</u>	<u>25.292.871</u>

a) As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras.

b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos correspondentes na controladora em 30 de setembro de 2013 é de R\$ 10.455.655 mil, equivalentes a US\$ 4,688,635 mil e no consolidado a R\$ 10.652.012 mil, equivalentes a US\$ 4,776,687 mil. A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

	US\$	EURO	YEN
Controladora	95,88%	1,72%	2,40%
Consolidado	95,95%	1,69%	2,36%

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2013, é de 5,91% e 2012 foi de 5,04%.

d) A parcela de longo prazo dos empréstimos e financiamentos expressa em milhares de Dólares Norte-Americanos, tem seu vencimento assim programado:

	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019	Total
Controladora	414,190	226,922	225,223	166,948	571,335	7,383,052	8,987,669
Consolidado	594,912	325,934	323,493	239,792	820,624	10,604,475	12,909,229

e) Em 30 de setembro de 2013, foi assinado o contrato de empréstimo ponte nº 0418.626-06/2013 entre a Caixa Econômica Federal e a ELETRONUCLEAR, com garantia da ELETROBRAS, no valor de R\$ 1 bilhão, destinado a aquisição de materiais, equipamentos importados e serviços estrangeiros para a construção da usina Angra 3. Até essa data não ocorreu saque dessa nova Carteira de Empréstimo.

II – Operação de arrendamento financeiro:

Na controlada Amazonas Energia os arrendamentos são classificados como financeiros quando os termos dos respectivos contratos transferem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Todos os outros arrendamentos são classificados como operacional.

Os ativos adquiridos através do arrendamento financeiro são depreciados com base na vida útil econômica dos ativos.

O valor nominal utilizado no cálculo dos ativos e passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potencia mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.

A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, esta demonstradas no quadro abaixo:

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Menos de um ano	322.139	298.231
Mais de um ano e menos de cinco anos	1.610.695	1.491.157
Mais de cinco anos	1.825.455	1.913.652
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	141.801	299.932
Obrigações brutas de arrendamento financeiro - pagamentos mínimos de arrendamento	3.900.090	4.002.972
Ajuste a valor presente	(1.846.106)	(1.979.939)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	2.053.984	2.023.033
Menos de um ano	176.056	162.929
Mais de um ano e menos de cinco anos	880.279	814.644
Mais de cinco anos	997.649	1.045.460
Valor presente dos pagamentos	2.053.984	2.023.033

III – GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros abaixo.

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade (Corporativo/SPE)	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada)	Saldo Devedor em 30/09/2013	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício			Saldo a Desembolsar	Termínio da Garantia
							2013	2014	2015	Após 2015	
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	776.613	789.594	843.136	900.355	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	404.595	412.205	443.739	477.685	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	115.599	117.773	126.782	136.481	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Fiel Cumprimento	SPE	15,00%	156.915	156.915	109.841	109.841	109.841	109.841	30/04/2019
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.017.182	2.010.494	1.973.538	1.932.835	-	15/01/2034
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	191.249	184.274	156.302	128.308	-	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	91.636	88.499	76.889	65.600	-	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	72.752	69.092	54.396	39.685	-	15/10/2018
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	248.797	339.095	327.166	315.773	-	15/01/2029
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	283.411	284.274	282.264	263.473	244.340	-	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	89.384	86.152	84.665	78.668	72.655	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	89.384	86.179	84.692	78.693	72.679	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	168.028	164.786	151.718	138.620	-	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	24.911	23.818	19.446	15.063	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BNDE	Corporativo	100,00%	50.000	24.911	23.818	19.390	15.000	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	50.293	48.085	39.217	30.338	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	42.592	41.180	35.507	29.826	-	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	218.212	214.552	199.793	184.993	-	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	37.335	36.650	33.891	31.124	-	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	9.822	9.647	8.943	8.237	-	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	13.887	13.619	12.539	11.456	-	15/07/2026
Eletrosul	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	590.940	204.874	-	-	-	-	15/02/2036
Eletrosul	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	159.250	177.135	-	-	-	-	31/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	24,50%	91.943	75.944	98	98	92	-	15/06/2030
Eletrosul	São Luís II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	10.921	10.646	9.671	8.695	8.695	15/11/2024
Eletrosul	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	32.120	31.099	27.320	23.541	23.541	15/11/2024
Eletrosul	Lechuga/J. Tebeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	24.992	24.416	22.798	21.179	21.179	10/01/2029
Eletrosul	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	304.187	279.783	76.337	76.337	76.337	15/09/2016
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	248.797	339.095	327.166	315.773	-	15/01/2029
Eletrosul	Linha Verde Transmissora	BTG Pactual	SPE	49,00%	147.000	119.024	-	-	-	-	10/10/2013
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	89.700	91.911	101.236	108.604	-	10/07/2030
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	48.444	48.444	48.626	48.557	-	15/06/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.000	124.522	120.459	111.043	101.634	-	31/12/2026
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	505.477	516.520	505.215	471.250	437.284	-	30/11/2028
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	242.400	245.474	239.663	225.116	-	30/07/2031
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	218.445	222.266	223.305	223.499	-	15/10/2030
Eletrosul	Rio Branco Transmissora	BNDES	SPE	100,00%	138.000	146.584	138.894	128.412	117.929	-	15/03/2027
Eletrosul	Transmissora Mato-grossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.819	39.819	39.819	39.819	-	01/02/2029
Eletrosul	Transmissora Mato-grossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	38.827	38.070	35.012	31.945	-	15/05/2026
Eletrosul	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	1.034.449	1.051.739	1.123.057	1.199.273	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	538.921	549.057	591.060	636.276	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	153.977	156.873	168.874	181.793	-	-
Eletrosul	Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantim	SPE	24,50%	30.851	32.455	32.952	30.893	28.832	-	15/11/2029
Eletrosul	Brasventos Massabá 3	Votorantim	SPE	24,50%	30.984	32.672	33.150	31.079	29.006	-	15/11/2029
Eletrosul	Rei dos Ventos 3	Votorantim	SPE	24,50%	32.533	34.205	34.698	32.529	30.360	-	15/11/2029
Eletrosul	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	1.670.829	5.470.961	6.682.082	7.634.893	-	15/06/2036
Eletrosul	Angra III	CX. ECONOMICA	Corporativo	100,00%	1.000.000	-	-	-	-	-	30/05/2014
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.017.182	2.010.494	1.973.538	1.932.835	-	15/01/2034
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	58.305	59.742	65.804	70.593	-	10/07/2030
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	31.489	31.501	31.607	31.562	-	15/06/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.000	80.939	78.298	72.178	66.062	-	31/12/2026
Eletrosul	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	776.613	789.594	843.136	900.355	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	404.595	412.205	443.739	477.685	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	115.599	117.773	126.782	136.481	-	15/01/2042
Eletrosul	IE Madeira	BNDES LP	SPE	24,50%	455.504	431.988	453.962	425.136	393.284	-	30/06/2016
Eletrosul	IE Madeira	DEBENTURES	SPE	24,50%	85.750	89.970	93.119	101.105	108.909	-	18/03/2025
Eletrosul	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	68.428	68.893	72.310	75.897	-	30/06/2016
Eletrosul	TDG	BNB	SPE	49,90%	29.955	29.283	29.872	30.460	30.167	-	01/03/2031
Eletrosul	TDG	BNB	SPE	49,90%	37.366	46.546	46.821	47.033	46.625	-	01/10/2032
Furnas	UHE Bataha	BNDES	Corporativa	100,00%	224.000	201.613	197.541	181.118	164.090	-	15/12/2025
Furnas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativa	100,00%	1.034.410	851.270	834.842	768.640	702.282	-	15/07/2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativa	15,00%	60.153	48.252	47.295	43.436	39.567	-	15/07/2026
Furnas	DIVERSOS	BRASIL	Corporativa	100,00%	750.000	771.905	755.424	755.696	755.968	-	31/10/2018
Furnas	Relagem BASA 2008	BRASIL	Corporativa	100,00%	208.312	211.153	216.199	216.389	216.150	-	07/10/2018
Furnas	UHE Santo Antonio	BNDES	SPE	39,00%	2.392.717	3.182.112	3.246.781	3.272.384	3.174.181	-	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antonio	BASA	SPE	39,00%	196.334	232.622	234.199	244.057	243.841	-	15/12/2030
Furnas	UHE Santo Antonio	DEBENTURES	SPE	39,00%	163.800	173.534	174.884	186.415	199.651	-	24/01/2023
Furnas	UHE Foz do chepecó	BNDES	SPE	40,00%	676.949	731.145	718.364	666.264	614.008	-	15/09/2027
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.982	11.618	10.539	9.221	-	-	15/04/2023
Furnas	Serra do Facão	BNDES	SPE	49,47%	257.357	260.702	268.950	250.294	231.639	-	15/06/2027
Furnas	Goias Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	97.020	100.144	98.441	95.014	91.388	87.762	01/12/2031
Furnas	MGE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	56.505	55.467	51.227	46.988	42.748	01/01/2027
Furnas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	18.963	18.463	18.080	16.630	15.205	13.779	15/08/2026
Furnas	Transenergia Renovável	BNDES	SPE	49,00%	77.910	74.487	73.333	67.974	62.264	56.554	15/11/2026
Furnas	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	32.455	32.952	30.893	28.832	-	15/11/2029
Furnas	UEE Massabá 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	32.672	33.150	31.079	29.006	-	15/11/2029
Furnas	UEE Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	34.205	34.698	32.529	30.360	-	15/11/2029
Furnas	IE Madeira	BNDES LP	SPE	24,50%	455.504	431.988	453.962	425.136	393.284	-	30/06/2016
Furnas	IE Madeira	DEBENTURES	SPE	24,50%	85.750	89.970	93.119	101.105	108.909	-	18/03/2025
Furnas	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	68.428	68.893	72.310	75.897	-	30/06/2016
Furnas	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	590.940	204.874	-	-	-	-	15/02/2036
Furnas	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	159.250	177.135	-	-	-	-	31/05/2032
Total					36.611.547	23.432.840	26.473.525	27.426.742	27.974.756	440.436	



A Companhia registrou na rubrica provisões operacionais no passivo não circulante o valor justo referente aos montantes garantidos pela Companhia sobre recursos já liberados pelos bancos financiadores. A provisão é efetuada com base no valor justo da garantia da Eletrobras, conforme demonstrado abaixo:

	Valor Provisionado
Garantia devida em 31/12/2012	189.113
Movimentação em 2013	45.911
Garantia devida em 30/09/2013	235.024

a) UHE Simplicio - empreendimento da controlada Furnas, com capacidade instalada de geração de 337,7 MW. O empreendimento tem 100% de participação de Furnas. Assim, a garantia da Companhia é de 100% do financiamento.

b) UHE Mauá – empreendimento com capacidade instalada de 361 MW, em parceria entre a controladora Eletrosul (49%) e a Copel (51%). Nesta UHE há dois contratos com o BNDES, o direto e o indireto, sendo a Companhia interveniente garantidora de 49% dos dois contratos.

c) UHE Jirau - SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, CHESF, GDF Suez Energy e Camargo Corrêa, com capacidade instalada de 3.450MW. Para o empreendimento foram contratados dois financiamentos junto ao BNDES, sendo um direto e outro indireto, via bancos repassadores, a serem pagos em 240 meses. A Companhia é interveniente garantidora da participação de cada uma das suas controladas – Eletrosul (20%) e CHESF (20%).

d) UHE Santo Antônio - SPE Santo Antônio Energia, formada por Furnas, CEMIG, Fundo de Investimentos em Participação Amazônica Energia – FIP, Construtora Norberto Odebrecht S/A, Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda. e Andrade Gutierrez Participações S/A, com capacidade instalada de 3.150 MW. A Companhia é interveniente anuente em financiamentos junto ao BNDES e ao Banco da Amazônia, limitada a interveniência à participação de Furnas (39%).

e) UHE Foz do Chapecó – SPE Foz do Chapecó Energia, cuja usina tem capacidade instalada de 855MW, tem a Companhia como garantidora dos instrumentos contratuais junto ao BNDES, que totalizam, em substituição às Fianças Bancárias anteriormente contratadas, limitadas ao percentual de Furnas na SPE (40%).

f) UHE Baguari – Projeto corporativo de Furnas, com 140MW de capacidade instalada. A Companhia é garantidora de 15% do contrato de financiamento junto ao BNDES.

g) UHE Serra do Facão – SPE Serra do Facão, formada por Furnas (49,5%), Alcoa Alumínio S.A.(35%), DME Energética (10%) e Camargo Corrêa Energia S.A (5,5%), com capacidade instalada de 210MW. A prestação de garantia pela Companhia no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.

h) Norte Brasil Transmissora de Energia – SPE, com participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 km.

i) Manaus Transmissora de Energia – SPE, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar e operar 4 subestações e uma linha de transmissão de 586 km (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). A Companhia presta garantias em dois financiamentos neste empreendimento (BASA e BNDES).

j) Mangue Seco 2 – SPE com participação de 49% da Companhia e 51% da Petrobras para construção e operação de três usinas eólicas em Guararé, no Rio Grande do Norte. Neste empreendimento há prestação de garantia pela Companhia, proporcional a sua participação no contrato de financiamento de longo prazo junto ao BNB.

k) UHE Batalha – Empreendimento corporativo de Furnas com capacidade de gerar 52,5MW, com financiamento junto ao BNDES. A Companhia figura como garantidora do referido contrato.

l) IE Madeira - SPE Interligação Elétrica do Madeira, com participações de Furnas (24,5%) e Chesf (24,5%). Neste empreendimento, há contra garantia da Companhia nos Contratos de Fiança Bancária, em garantia ao empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no limite de participação de suas controladas. Há ainda um empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no qual a Companhia figura como interveniente, na proporção de suas controladas.

m) UHE Belo Monte – SPE Norte Energia, com capacidade instalada de 11.233 MW, de Chesf (15%), Eletronorte (19,98%) e Eletrobras (15%), além de outros sócios. Prestação de garantia da Companhia em favor da SPE para as obrigações junto à seguradora JMALUCELLI, no âmbito do contrato de seguro garantia. A Companhia é também interveniente em um empréstimo de curto prazo firmado junto ao BNDES.

n) Angra III – A Companhia é garantidora no financiamento da Eletronuclear junto ao BNDES, para a construção do empreendimento corporativo da UTN Angra III.

NOTA 23 – DEBÊNTURES

Referem-se a debêntures emitidas pela controlada Eletronorte no valor de R\$ 211.380 (R\$ 69.320 em 31 de dezembro de 2012), remuneradas pela variação da TJLP acrescida de 0,15% ao ano, com vencimento em 10 de julho 2031.

NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Companhia.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do IPCA-E, e correspondem, em 30 de setembro de 2013, a R\$ 371.409 (31 de dezembro de 2012- R\$ 334.192), dos quais R\$ 365.870 no não circulante (31 de dezembro de 2012 - R\$ 321.894).

I - Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Companhia esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Companhia. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que “as obrigações emitidas pela Companhia em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários”.

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas informações trimestrais, no que se referem às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais.

A inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA	
	30/09/2013	31/12/2012
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	5.539	12.298
	5.539	12.298
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	365.870	321.894
TOTAL	371.409	334.192

NOTA 25 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em caixa restrito, e às quotas não quitadas pelas concessionárias.

NOTA 26 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - PASSIVO

- a) Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF e CSRF)	88.242	6.695	131.859	109.729
PASEP e COFINS	8.168	1.021	182.120	125.021
ICMS	-	10	111.537	140.676
PAES / REFIS	-	-	134.358	139.116
INSS/FGTS	1.902	2.493	116.035	100.549
Outros	-	7.447	127.041	199.331
Total	98.312	17.666	802.950	814.422

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	51.540	23.798
ICMS	-	-	15.115	16.567
PAES / REFIS	-	-	464.595	565.917
INSS/FGTS	-	-	11.719	14.115
Total	-	-	542.969	620.397

b) Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	-	155.579	59.569	238.747
Contribuição Social corrente	-	57.805	16.169	75.141
	-	213.384	75.738	313.888
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	289.887	335.427	562.492	598.750

c) Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	30/09/2013		30/09/2012	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(767.626)	(767.626)	4.162.559	4.162.559
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(191.907)	(69.086)	1.040.640	374.630
Efeitos de adições e (exclusões):				
Receita de Dividendos	(15.629)	(5.626)	(17.516)	(6.306)
Equivalência patrimonial	(98.166)	(35.340)	(660.775)	(237.879)
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	266.224	95.841	151.985	54.714
Demais adições (exclusões)	53.776	19.358	(115.420)	(41.550)
Total da despesa (Receita) de IRPJ e CSLL	14.298	5.147	398.914	143.609

	CONSOLIDADO			
	30/09/2013		30/09/2012	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(644.755)	(644.755)	5.147.267	5.147.267
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(161.189)	(58.028)	1.286.817	463.254
Efeitos de adições e (exclusões):				
Receita de Dividendos	(15.629)	(5.626)	(17.516)	(6.306)
Equivalência patrimonial	(58.664)	(21.119)	(96.175)	(34.623)
Demais adições (exclusões)	314.718	143.887	(154.382)	74.001
Total da despesa (Receita) de IRPJ e CSLL	79.236	59.114	1.018.744	496.326

d) Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimento em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão (ambos assinados pela CHESF), o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%. No período findo em 30 de setembro de 2013 a CHESF não usufruiu dos benefícios.

e) Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Amazonas Energia e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e SELIC.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	156.042	124.401
Quota CCC	2.970	30.695
Quota CDE	1.490	11.152
Quota PROINFA	14.479	23.012
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	171.092	85.950
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	3.659	6.088
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	333.404	329.591
Programa de Eficiência Energética - PEE	41.485	37.967
Outros	11.347	5.374
	<u>735.968</u>	<u>654.230</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	44.391	32.177
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	113.091	368.908
Programa de Eficiência Energética - PEE	174.212	27.298
	<u>331.694</u>	<u>428.383</u>
TOTAL	<u>1.067.662</u>	<u>1.082.613</u>

a) Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, não refletida nas informações trimestrais da Companhia, posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Companhia.

Com a edição da Lei 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, foram desobrigadas ao recolhimento das quotas anuais da RGR:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

b) Conta de Consumo de Combustível - CCC



Fundo setorial, criado na década de 70 e alterado pela Lei 12.111/2009, tem a finalidade de reembolsar parte do custo total de geração para atendimento ao serviço público de energia elétrica nos Sistemas Isolados, tendo sido mantida a cobertura para os empreendimentos sub-rogados.

Esse custo total de geração de energia elétrica para atender aos Sistemas Isolados abrange os custos relativos ao preço da energia e da potência associada contratada pelos agentes de distribuição, à geração própria desses agentes, inclusive aluguel de máquinas, e às importações de energia e potência associada, incluindo o custo da respectiva transmissão. Também estão compreendidos os encargos e impostos não recuperados, os investimentos realizados em geração própria, o preço da prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas, incluindo instalação, operação e manutenção de sistemas de geração descentralizada com redes associadas, e, ainda, a contratação de reserva de capacidade para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica.

Do custo apurado, a CCC reembolsará a diferença em relação ao custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os recursos da CCC são provenientes do recolhimento de cotas pelas empresas distribuidoras, permissionárias e transmissoras de todo o país, na proporção e em valores determinados pela ANEEL. A partir da promulgação da Lei 12.783/13, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades desse fundo setorial e sua gestão não afeta o resultado da Companhia.

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a continuação da viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) e a Conta CCC.

c) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada.

Criada em 26 de abril de 2002, a CDE tem duração de 25 anos e é gerida pela Companhia, cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia, não afetando o resultado da Companhia.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

d) PROINFA

Programa do Governo Federal para o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira e incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, é gerenciado pela companhia e busca soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa respondem pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Companhia. As operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia (sendo esta a responsável pelo pagamento).

e) Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

Conforme estabelecido na Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis 9.433/1997, 9.984/2000 e 9.993/2000, são destinados 45% dos recursos aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto que os Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da compensação financeira.

As concessionárias pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira.

f) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TFSEE equivale a 0,5% do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A TFSEE é devida desde 1º de janeiro de 1997, sendo fixada anualmente pela ANEEL e paga em doze cotas mensais.

NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA	
	30/09/2013	31/12/2012
Circulante		
JCP exercício	-	433.962
Dividendos não reclamados	128.271	100.826
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	3.416.545
	128.271	3.951.333

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

I – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

O Conselho de Administração da Companhia deliberou, em janeiro de 2010, pelo pagamento do saldo da Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos, em quatro parcelas anuais, a partir do exercício de 2010, inclusive.

Fizeram jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integram o quadro de Acionistas da Companhia em 29 de janeiro de 2010. Em junho de 2013 o foram pagos R\$ 3.529.932 relativos à última parcela dos dividendos retidos.

Os créditos foram remunerados pela variação da Taxa SELIC, até a data do efetivo pagamento de cada parcela, incidindo, sobre essa remuneração, retenção de IRRF, nos termos da legislação vigente.

II – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 122.202 (R\$ 100.826 em 31 de dezembro de 2012), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2010, 2011 e 2012. A remuneração relativa ao exercício de 2009 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 29 - CRÉDITOS DO TESOIRO NACIONAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO			
	CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D	67.548	122.905	-	33.105
Outros	8.989	8.142	-	3.967
	76.537	131.047	-	37.072

NOTA 30 - BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

30.1 Benefícios pós-emprego

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos (BD) e de contribuição definida (CD).

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Cepisa	X				
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X			X	X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

A Companhia e suas controladas avaliam seus passivos atuariais anualmente e consequentemente, os valores apresentados no balanço patrimonial podem sofrer alteração em razão da avaliação que será realizada para a data base de 31 de dezembro de 2013.

30.2 – Plano de readequação do quadro de pessoal

A Companhia e suas controladas aprovaram o Programa de Incentivo ao Desligamento (PID).

O período de adesão encerrou em Julho de 2013, com os desligamentos sendo realizados a pedido do empregado, conforme previsto em legislação trabalhista vigente. A data de desligamento foi proposta pelo empregado no momento da adesão, de acordo com as etapas e turmas de desligamento que se encerraram em dezembro de 2014.

Os benefícios do PID são unificados para todas as empresas Eletrobras. Para definição do modelo mais adequado a ser adotado analisaram-se as principais propostas a partir

de um conjunto de atributos necessários ao atingimento da melhoria da eficiência operacional, redução de custos e atratividade do modelo. Abaixo segue demonstrativo dos principais benefícios oferecidos:

Consolidado

Parâmetros indenizatórios	PID - Etapa 1	PID - Etapa 2
Aprovação pela Companhia	Maio/2013 a Junho/2013	Maio/2013 a Junho/2013
Adesão	Junho/2013 a Julho/2013	Junho/2013 a Julho/2013
Vigência	Julho/2013 a Dezembro/2013	Janeiro/2014 a Novembro/2014
Desistência	Não Permitida	Não Permitida
Incentivo por ano trabalhado (a)	65% da remuneração fixa por ano trabalhado	50% remuneração fixa por ano trabalhado
Limite de anos trabalhados	35 anos	24 anos
Incentivo mínimo	R\$100	Não aplicável
Incentivo máximo	R\$600	R\$250
Incentivo complementar (b)	40% do saldo para fins rescisórios do FGTS e verbas rescisórias	40% do saldo para fins rescisórios do FGTS e verbas rescisórias
Limite total máximo (a) + (b)	Não aplicável	R\$400
Assistência à saúde	60 meses	12 meses
Quantidade de inscritos	4.055	
Saldo do passivo contábil em 30/09/2013	R\$	1.379.881
Despesas do período findo em 30/09/2013	R\$	1.498.172
Despesas do trimestre findo em 30/09/2013	R\$	239.801

Para o cálculo do incentivo é considerada a remuneração fixa do mês do respectivo desligamento.

30.3 – Programas de demissão voluntária em vigência antes do PID.

- Eletronorte

A Companhia aprovou, em 21 de junho de 2011, o Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), que previa o pagamento de indenizações como reconhecimento ao tempo de trabalho, aos empregados que aderissem ao plano.

- Furnas

A Companhia aprovou, em 18 de julho de 2011, o Plano de Readequação do Quadro de Pessoal (PREQ), integrado pelos seguintes programas:

- a. Programa de Bônus para o Desligamento Voluntário (PBDV);
- b. Programa de Mapeamento e Repasse de Conhecimentos (PRC);
- c. Programa de Preparação para a Aposentadoria (PPA); e
- d. Programa de Renovação e Desenvolvimento do Quadro de Pessoal.

NOTA 31 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram em vários estágios de julgamento.

A administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das informações trimestrais.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, julgadas pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas informações trimestrais, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo de risco provável:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012	30/09/2013	31/12/2012
CIRCULANTE				
Trabalhistas	-	-	3.733	2.652
Cíveis	-	-	19.468	26.043
	-	-	23.201	28.695
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	128.607	109.577	852.480	1.026.545
Tributárias	-	-	491.687	465.100
Cíveis	1.477.801	1.085.127	3.944.704	3.608.744
	1.606.408	1.194.704	5.288.871	5.100.389
	1.606.408	1.194.704	5.312.072	5.129.084

Estas provisões tiveram, neste período, a seguinte evolução:

	MOVIMENTAÇÃO DO PERÍODO	
	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2012	1.194.704	5.129.084
Constituição de provisões	775.149	1.218.671
Reversão de provisões	(363.445)	(514.363)
Baixas	-	(304.712)
Pagamentos	-	(216.608)
Saldo em 30/09/2013	1.606.408	5.312.072

Principais ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda provável:

As ações cíveis na controladora têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituído a partir de 1978.

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente. Existem atualmente 2.296 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis.

Essas ações não se confundem com aquelas ajuizadas com a pretensão de obter o resgate das Obrigações ao Portador, atualmente inexigíveis, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório.

As informações referentes às contingências possíveis e a descrição das demais demandas judiciais relevantes com probabilidade de perda provável para a Companhia

e suas controladas encontram-se divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2012, não tendo ocorrido mudança relevante no período.

NOTA 32 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas term nucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

Dadas as características específicas de operação e manutenção de usinas term nucleares, sempre que ocorrerem alterações no valor estimado do custo de desmobilização, decorrentes de novos estudos em função de avanços tecnológicos, deverão ser alteradas as quotas de descomissionamento, de forma a ajustar o saldo da obrigação à nova realidade.

O saldo da obrigação, registrada a valor presente, em 30 de setembro de 2013 é de R\$ 1.025.185 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 988.490).

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2012	988.490
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	<u>36.695</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 30/09/2013	<u>1.025.185</u>

NOTA 33 – CONCESSÕES A PAGAR – USO DO BEM PÚBLICO

A Companhia tem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica, substancialmente em empreendimentos através das Sociedades de Propósito Específico - SPEs. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, os valores das concessões de usinas hidrelétricas foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo.

Os valores estabelecidos nos contratos de concessão estão a preços futuros e, portanto, a Companhia ajustou a valor presente essas obrigações.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

A Companhia adota como política contábil, reconhecer a obrigação na data da obtenção da licença ambiental de instalação (LI).

Os pagamentos da UBP são realizados em parcelas mensais a partir do início da operação comercial do empreendimento até o final do prazo de concessão, e estão assim previstos:

CONSOLIDADO		
Circulante		
	30/09/2013	31/12/2012
Passo São João	297	285
São Domingos	751	731
Mauá	891	854
Total	1.939	1.870

CONSOLIDADO		
Não Circulante		
	30/09/2013	31/12/2012
Passo São João	4.240	4.122
Mauá	12.919	12.547
São Domingos	9.948	9.838
Batalha e Simplicio	39.669	44.673
Total	66.776	71.180

UHE	anos	Valor nominal original		Valores atualizados	
		Pagamento anual	Pagamento total	Pagamento anual	Pagamento total
Passo São João	28	200	5.944	297	8.291
Mauá	29	618	18.855	891	25.691
São Domingos	24	260	6.717	751	18.212
Batalha	35	309	8.725	311	8.770
Simplicio	35	1.187	34.036	1.100	30.899
		2.574	74.277	3.350	91.863

NOTA 34 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
	30/09/2013	31/12/2012
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	144.574	144.574
Linha de transmissão Banabui - Fortaleza	2.441	2.441
UHE de Xingó	6.857	6.857
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.073	1.073
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	6.363	6.363
	161.308	161.308

NOTA 35 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Transmissão		
Contrato 061/2001	-	84.139
Contrato 062/2001	1.025.900	1.407.057
	1.025.900	1.491.196
Geração		
Itaparica	923.314	1.018.534
Jirau	1.325.302	1.607.869
Camaçari	303.582	357.043
Termonorte II	-	131.200
Funil	106.785	83.158
Mauá - Klabin	23.348	33.833
Complexo Paulo Afonso	-	34.107
Coaracy Nunes	20.295	20.834
Balbina	268.761	279.392
Outros	48.266	98.358
	3.019.653	3.664.328
TOTAL	4.045.553	5.155.524

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 30 de setembro de 2013, R\$ 2.407.847 (R\$ 3.082.395 em 31 de dezembro de 2012) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

Contrato nº 062/2001 – Transmissão

Neste trimestre foi reconhecida uma reversão parcial da provisão para perdas por contrato oneroso no valor de R\$ 381.157 mil, devido ao aumento de RAP – Receita Anual Permitida - de aproximadamente R\$ 49.000 mil ao ano, em função da atualização para o ciclo de julho de 2013 a junho de 2014, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 1.559, de 27 de junho de 2013. No que diz respeito aos custos, o cálculo contemplou, além da atualização da previsão de despesas, a previsão de gastos para o 2º semestre no valor de R\$ 291.261 mil, para os quais não há a segurança da obtenção de receita no futuro.

UHE Jirau

A variação registrada na provisão referente a UHE Jirau entre 31 de dezembro de 2012 e 30 de setembro de 2013, refere-se a variação no valor do PLD médio histórico (10 anos) de R\$ 67,00/MWh para R\$ 83,51/MWh.

Programa de Reassentamento da UHE Itaparica

A partir da construção da Usina Hidrelétrica de Itaparica e em função da formação do lago de Itaparica, 10.500 famílias foram deslocadas, das quais 6.100 eram de pequenos agricultores, e entre estas, estavam 200 famílias indígenas da tribo Tuxá, tendo como consequência a criação do Programa de Reassentamento de Itaparica, que tem por objetivo reassentar as famílias deslocadas da área inundada pelo reservatório da usina, atual Luiz Gonzaga, localizada entre os estados de Pernambuco e Bahia.

Em sessão ordinária de 30 de janeiro de 2013, o Tribunal de Contas da União editou o Acórdão nº 101/2013-TCU-Plenário, no qual determina à Casa Civil, órgão responsável pela coordenação e integração das ações do Governo, aos Ministérios de Minas e Energia e da Integração Nacional, à Chesf e à Codevasf, com amparo no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992, combinado com o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, em conjunto, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, elaborem e enviem ao Tribunal plano de ação da execução do Programa de Reassentamento de Itaparica, incluindo atividades, prazos e responsáveis, voltado à implementação das medidas necessárias à transferência, imediata ou progressiva, do patrimônio de uso comum dos perímetros públicos irrigados de Itaparica para a Codevasf e da gestão destes perímetros para os reassentados, inclusive quanto à implementação das medidas necessárias à regularização das ações junto às Prefeituras Municipais de Santa Maria da Boa Vista, Tacaratu e Belém do São Francisco, em Pernambuco, e de Curaçá, Rodelas e Glória, na Bahia, para que essas prefeituras assumam os serviços públicos de sua competência.

Neste sentido, a provisão para contrato oneroso relativa à UHE Itaparica poderá ser revista, em função do plano de execução que vier a ser implementado.

NOTA 36 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

1. Compra de energia

Empresas	2014	2015	2016	2017	A partir de 2018
Amazonas	587.796	609.258	-	-	-
Chesf	3.294.989	3.294.989	2.713.909	2.713.909	42.640.766
Distribuidora Alagoas	473.360	520.428	546.449	344.493	361.701
Distribuidora Piauí	440	449	11.431	-	-
Distribuidora Rondônia	699.641	756.600	-	-	-
Eletronorte	180.238	180.238	207.385	207.385	220.843
Furnas	141.337	33.220	33.311	33.220	33.220
Total	5.377.802	5.395.182	3.512.485	3.299.007	43.256.530



2. Combustível nuclear

Empresas	2014	2015	A partir de 2016
Eletronuclear	370.000	279.166	6.310.676

Contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra I e UTN Angra II.

3. Compra de Energia de Produtor Independente - Proinfa

A Companhia apoia o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira. Através do programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, buscando soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivado o crescimento da indústria nacional.

O Proinfa prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000GWh/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Em 2006, a Companhia concordou em adquirir energia elétrica produzida pelo PROINFA por um período de 20 anos e transferir essa energia elétrica às concessionárias de transmissão e distribuição, que por sua vez transferem a energia elétrica aos consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos. Cada concessionária de transmissão e distribuição pagam à Companhia o custo anual de energia elétrica fornecida aos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores conectados às suas instalações, em doze pagamentos mensais, cada um deles antecipadamente ao mês no qual a energia deve ser consumida.

4. Venda de energia

Empresas	2014	2015	2016	2017	A partir de 2018
Chesf	12.953.846	12.953.846	2.172.480	2.172.480	-
Eletronorte	4.251.382	4.251.382	2.926.102	2.926.102	14.632.250
Eletronuclear	3.765.281	3.765.281	3.765.281	3.765.281	-
Eletrosul	272.126	272.126	272.126	272.126	5.905.963
Furnas	1.727.148	1.582.710	1.589.418	1.261.794	1.261.794
Total	22.969.783	22.825.345	10.725.407	10.397.783	21.800.007



Contratos assinados pelas empresas listadas acima com outras empresas do setor elétrico visando o suprimento/venda de energia elétrica. No caso no qual a Companhia não tenha geração de energia em quantidade suficiente em determinado período, pode-se recorrer a compra de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE para honrar o contrato de fornecimento de energia. Todavia, neste caso, a Companhia fica exposta ao valor do período do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que pode ser maior que os valores de venda expostos nos contratos acima, ficando a Companhia sujeita a perdas financeiras nestas operações.

5. Compromissos sócio ambientais

Empresas	2014	2015	A partir de 2016
Eletronorte	27.710	23.938	-
Eletronuclear	4.277	2.631	140.909
Total	31.987	26.569	140.909

A) Angra III

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra III, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

B) CGTEE - Usina termelétrica Presidente Médici

Em 13 de abril de 2011, foi celebrado o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) entre a CGTEE, IBAMA, Eletrobras, Ministério de Minas e Energia, Ministério do Meio Ambiente e União, por intermédio da Advocacia Geral da União, para a adequação ambiental das Fases A e B da Usina Presidente Médici, localizada em Candiota - RS. O TAC prevê uma série de obrigações para a CGTEE até 31 de agosto de 2014 e conta com um investimento estimado da Companhia de R\$ 241.835. Após a conclusão do TAC, espera-se a renovação pelo IBAMA da licença de operação da Usina Termelétrica Presidente Médici.

A CGTEE assumiu diversos compromissos, destacamos alguns como: licitação internacional para a implantação do Sistema de Abatimento de Material Particulado e SO₂ na Fase B, recomposição de 1000 hectares de matas ciliares e/ou das áreas degradadas, localizadas nas bacias hidrográficas dos Rios Jaguarão e Arroio Candiota e revegetação na área de preservação permanente da bacia de acumulação da Barragem.

C) Plano de Inserção Regional – Tucuruí

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará, tendo sido



definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a ELETRONORTE implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais.

D) Licenças Ambientais

As ações de caráter socioambiental constituídas para provisões de contingências de riscos ambientais nas unidades de negócio da ELETROSUL asseguram o compromisso da obtenção de emissões de Licenças Ambientais, bem como autorização para corte de vegetação, com o respaldo do Ministério público que fiscaliza a edificação desses investimentos.

6. Aquisição de imobilizado e intangível

Empresas	2014	2015	2016	2017	A partir de 2018
Chesf	1.193.340	1.532.610	1.532.610	120.361	126.811
Eletronorte	1.141.479	661.420	274.143	115.963	57.039
Eletronuclear	132.281	112.877	86.890	-	-
Total	2.467.100	2.306.907	1.893.643	236.324	183.850

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado principalmente das usinas Angra I, Angra II e Angra III, necessários à manutenção operacional desses ativos.

7. Uso do bem público

Empresas	2014	2015	A partir de 2016
Eletronorte	-	2.579	29.351
Total	-	2.579	29.351

8. Fornecedores de combustíveis

Empresas	2014	2015	A partir de 2016
Eletronorte	46.049	49.067	-
Eletronuclear	370.000	279.166	6.310.676
Total	416.049	328.233	6.310.676

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 30 de setembro de 2013 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 31.305.331) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais não têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias,



entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 30 de setembro de 2013, conforme a seguir:

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	591.968.382	54,46	-	2.252	-	591.970.634	43,76
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09	-	-	-	1.000.000	0,07
FGI	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
FGO	-	-	-	468.600	0,18	468.600	0,03
Outros	232.157.111	21	146.920	219.262.258	82,60	451.566.289	33,38
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100</u>	<u>146.920</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

Do total das 443.333.198 (já deduzidas as 127 ações ordinárias, referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Companhia) ações em poder dos minoritários, 245.911.398, ou seja, 55,47% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 144.570.997 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 101.312.398 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 64.904.625 ações ordinárias e 19.351.912 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADRs*.

II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	18.961.102	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.419	387.419
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>

III - Reservas de Lucros

O Estatuto Social da companhia prevê a destinação de 50% do lucro líquido do exercício para a constituição de Reserva de Investimentos e de 1% para a Reserva de Estudos e Projetos, sendo sua constituição limitada a 75% e a 2% do capital social.

IV - Juros Sobre Capital Próprio



Em 30 de abril de 2013, através da 53ª Assembléia Geral Ordinária, foi aprovado o pagamento de juros sobre capital (JCP) próprio relativos ao exercício de 2012 aos acionistas da Companhia inscritos na data base de 30 de abril de 2013. Foram pagos JCP no valor de R\$ 916.171 até setembro de 2013.

Seguem abaixo os valores conferidos a cada ação, sendo atualizados pela taxa Selic, conforme legislação vigente e Estatuto Social da Eletrobras:

Ações: Tipo/ Classe	Valor Bruto em 31.12.2012	Valor Atualizado em 20.09.2013
Ordinárias	0,399210837	0,421402082
Pref. "A"	2,178256581	2,299341032
Pref. "B"	1,63369244	1,724505778

Sobre estes valores incidem 15% de imposto de renda retido na fonte, exceto para acionistas comprovadamente isentos ou imunes na da legislação aplicável, e a alíquota de 20% sobre a parcela da remuneração equivalente à atualização pela taxa Selic.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.233.017	2.233.017
Estatutárias (art. 194 – Lei 6.404/1976)	8.603.397	8.603.397
	10.836.414	10.836.414

NOTA 38 – LUCRO POR AÇÃO

(a) Básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

	30/09/2013			
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(632.533)	(86)	(154.453)	(787.071)
	(632.533)	(86)	(154.453)	(787.071)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(0,58)	(0,58)	(0,58)	



30/09/2012				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	2.909.257	393	710.385	3.620.036
	2.909.257	393	710.385	3.620.036
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80%	0,01%	20%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	2,68	2,68	2,68	

(b) Diluído

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

30/09/2013					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(634.736)	(86)	(2.742)	(149.507)	(787.071)
	(634.736)	(86)	(2.742)	(149.507)	(787.071)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	4.695	256.046	1.347.939
% de ações em relação ao total	80,65%	0,01%	0,35%	19,00%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	(0,58)	(0,58)	(0,58)	(0,58)	

30/09/2012					
Numerador	Ordinárias	Ordinárias convertidas	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	2.899.794	11.795	392	708.055	3.620.036
	2.899.794	11.795	392	708.055	3.620.036
Denominador	Ordinárias	Ordinárias convertidas	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.081	4.422	147	265.437	1.357.086
% de ações em relação ao total	80,10%	0,33%	0,01%	19,56%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	2,67	2,67	2,67	2,67	

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012
Geração				
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	1.930.042	1.708.122	6.662.133	9.965.520
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	2.764.864	1.939.289
Energia Elétrica de Curto Prazo	30.768	-	1.667.650	1.529.761
Receita de Operação e Manutenção	-	-	1.650.122	-
Receita de Construção	-	-	526.177	-
Efeito Financeiro de Itaipu	(210.867)	184.173	(210.867)	184.173
	<u>1.749.943</u>	<u>1.892.295</u>	<u>13.060.079</u>	<u>13.618.743</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	1.318.542	-
Receita de Operação e Manutenção	-	-	350.961	1.530.146
Receita de Construção	-	-	1.151.654	1.308.864
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	350.792	2.176.911
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.171.949</u>	<u>5.015.921</u>
Distribuição				
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	3.304.219	3.952.494
Receita de Construção	-	-	709.041	644.335
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.013.260</u>	<u>4.596.829</u>
Outras receitas	<u>24.428</u>	<u>19.759</u>	<u>662.464</u>	<u>578.181</u>
	<u>1.774.371</u>	<u>1.912.054</u>	<u>20.907.752</u>	<u>23.809.674</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(917.962)	(906.105)
(-) PASEP e COFINS	(75.258)	(134.037)	(1.546.974)	(1.787.921)
(-) Encargos setoriais	-	-	(610.547)	(1.237.019)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(9.794)	(99.548)
	<u>(75.258)</u>	<u>(134.037)</u>	<u>(3.085.277)</u>	<u>(4.030.593)</u>
Receita operacional líquida	<u>1.699.113</u>	<u>1.778.017</u>	<u>17.822.475</u>	<u>19.779.081</u>

NOTA 40 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	<u>338.856</u>	<u>2.324.156</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Investimentos em coligadas				
Equivalência patrimonial	<u>(81.420)</u>	<u>364.003</u>	<u>99.429</u>	<u>449.787</u>
	<u>(81.420)</u>	<u>364.003</u>	<u>99.429</u>	<u>449.787</u>
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	13.310	23.516	13.310	23.516
Dividendos	62.516	70.063	62.516	70.063
Remuneração dos investimentos em parcerias	15.128	17.585	15.128	17.585
Rendimentos de capital - ITAIPU	44.274	39.713	44.274	39.713
	<u>135.228</u>	<u>150.877</u>	<u>135.228</u>	<u>150.877</u>
	<u>392.664</u>	<u>2.839.036</u>	<u>234.657</u>	<u>600.664</u>

NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012
Pessoal	316.128	262.107	4.317.049	3.806.380
Material	3.441	3.240	227.925	208.624
Serviços	79.126	84.087	1.631.018	1.526.427
	<u>398.695</u>	<u>349.434</u>	<u>6.175.992</u>	<u>5.541.431</u>

NOTA 42 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E USO DA REDE ELÉTRICA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012
Encargos de Uso da Rede	-	-	1.316.165	1.388.827
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	1.947.779	1.072.448
Comercialização na CCEE	284.299	288.527	585.319	455.637
Proinfa	1.688.083	1.487.043	1.688.083	1.494.492
Outros	15.276	3.431	4.896	3.431
	<u>1.987.658</u>	<u>1.779.001</u>	<u>4.226.077</u>	<u>3.026.008</u>
	<u>1.987.658</u>	<u>1.779.001</u>	<u>5.542.242</u>	<u>4.414.835</u>

NOTA 43 – PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012
Garantias	45.910	23.628	45.910	23.628
Contingências	411.704	(103.332)	704.308	469.542
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	(608.841)	559.330
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	91.207	(55.144)	91.207	(55.144)
Passivo a descoberto em Controladas	1.009.894	518.237	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(1.088.316)	-
Perdas em Investimentos	56.392	89.701	56.392	89.701
Impairment	-	-	(14.217)	-
Ajuste a Valor de Mercado	(16.790)	(265.180)	(16.790)	(265.180)
Provisão para Perda de Ativo Financeiro	-	-	481.767	-
Outras	(1.388)	-	(51.946)	52.422
	<u>1.596.930</u>	<u>207.910</u>	<u>(400.525)</u>	<u>874.299</u>

NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS**1 - Gestão do Risco de Capital**

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO	
	30/09/2013	31/12/2012
Total dos Empréstimos	30.304.930	26.630.150
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	3.098.686	2.501.515
Dívida Líquida	27.206.244	24.128.635
(+) Total do Patrimônio Líquido	65.701.797	67.280.593
Total do Capital	92.908.041	91.409.228
Índice de Alavancagem Financeira	29%	26%

2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, as quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos, conforme segue:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/13	31/12/12	30/09/13	31/12/12
Empréstimos e Recebíveis	32.481.874	32.503.580	57.038.786	61.375.560
Clientes	361.681	477.104	4.665.312	5.339.380
Empréstimos e financiamentos	28.968.904	29.210.956	15.162.256	15.544.793
Direitos de Ressarcimento	-	-	11.133.995	8.203.189
Ativo Financeiro - Concessões geração/transmissão	3.151.289	2.815.520	19.711.920	17.850.927
Indenizações - Lei 12.783/2013	-	-	6.365.303	14.437.271
Mantidos Até o Vencimento	256.592	247.371	259.846	251.172
Títulos e Valores Mobiliários	256.592	247.371	259.846	251.172
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	2.980.857	5.462.141	10.670.622	9.475.868
Caixa e equivalentes de caixa	953.395	935.627	3.098.686	2.501.515
Títulos e Valores Mobiliários	2.027.462	4.526.514	7.349.748	6.501.989
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	222.188	472.364
Disponíveis para venda	1.282.002	1.405.289	6.868.816	6.213.313
Investimentos (Participações Societárias)	1.282.002	1.405.289	1.523.667	1.617.366
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	-	5.345.149	4.595.947
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados pelo Custo Amortizado	22.141.827	19.756.417	49.692.352	43.287.776
Fornecedores	346.449	467.804	7.372.180	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	21.001.361	18.638.428	30.304.930	26.630.150
Debêntures	-	-	211.380	69.320
Obrigações de Ressarcimento	794.017	650.185	9.681.163	7.789.757
Arrendamento Mercantil	-	-	2.053.984	2.023.033
Concessões a Pagar UBP	-	-	68.715	352.442
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	40.706	68.153	338.981	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	40.706	68.153	338.981	476.283

2.1 - Ativos Financeiros

- Equivalentes de caixa: mantidos para a negociação à curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo – usualmente mantidos para a negociação e designados no reconhecimento inicial pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado do período.
- Consumidores e revendedores: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.
- Financiamentos e empréstimos concedidos: são ativos financeiros com recebimentos fixos ou determináveis, sendo seus valores mensurados pelo custo amortizado, mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.

Os financiamentos concedidos estão restritos às concessionárias de serviço público de energia elétrica e, desta forma, a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital da empresa) é definida levando em conta prêmio de risco compatível com as atividades do setor. Na impossibilidade de buscar alternativas que não o próprio setor elétrico, o valor presente desses empréstimos corresponde ao seu valor contábil.

No encerramento deste trimestre, a carteira consolidada de empréstimos e financiamentos concedidos totalizou R\$ 15.162.262 (R\$ 15.544.795 em 31 de dezembro de 2012), conforme demonstrado a seguir por moeda:

Moeda	30/09/2013			31/12/2012		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	5.255.040	77,29%	11.718.739	5.697.399	74,90%	11.642.635
R\$	1.544.181	22,71%	3.443.523	1.909.548	25,10%	3.902.160
	6.799.221	100,00%	15.162.262	7.606.947	100,00%	15.544.795

- e) Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados com empréstimos e recebíveis, no caso dos ativos relacionados a geração e transmissão, e como disponível para venda no caso da distribuição.
- f) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no Patrimônio Líquido, dependendo do tipo de cada designação de hedge (se hedge de fluxo de caixa ou de valor justo), de acordo com o CPC 38.

2.2 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- b) Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fundos setoriais, em especial a Reserva Global de Reversão – RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são compostos de financiamentos contratados junto a agências multilaterais internacionais (BID, BIRD, CAF), não sendo praticável descontá-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida brasileira. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o terceiro trimestre de 2013 com contratos passivos, entre empréstimos e financiamentos, que totalizam R\$ 30.304.930 (R\$ 26.630.150 em 31 de dezembro de 2012), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	30/09/2013			31/12/2012		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	4.583.343	33,73%	10.220.854	4.701.104	36,07%	9.606.706
REAL	8.812.967	64,85%	19.652.917	8.172.205	62,71%	16.699.901
YEN	112.704	0,83%	251.330	140.792	1,08%	287.709
EURO	80.641	0,59%	179.829	17.536	0,13%	35.834
	<u>13.589.655</u>	<u>100,00%</u>	<u>30.304.930</u>	<u>13.031.637</u>	<u>100,00%</u>	<u>26.630.150</u>

c) Empréstimo Compulsório: extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1993, teve como prazo limite para seu recolhimento o dia 31 de dezembro de 1993. Atualmente, a Companhia gerencia o estoque residual do Empréstimo Compulsório arrecadado, atualizando-o com base no IPCA-E e remunerando-o à taxa de 6% ao ano, com prazo de resgate definido.

d) Demais passivos financeiros: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

3 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaípu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Contábeis.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.



Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Companhia.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Empresa, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas, serão com o intuito exclusivo de proteger ativos e passivos indexados da Companhia e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

A Companhia vem realizando estudos e discutindo, através do Comitê de Hedge Financeiro, a realização de operações de hedge. Em 2011 foi ampliado o Programa de Operações com Instrumentos Derivativos, o qual passa a abranger, além dos descasamentos de moeda até o período de dezembro de 2012, também as exposições à taxa de juros existentes em tal período.

A empresa realizou operações de trava de juros Libor com o intuito de neutralizar a volatilidade dos contratos de captação realizados à Libor de 6 meses. Além da operação de swap de Libor, estratégias de hedge cambial foram analisadas em 2011 e estão sendo implementadas, priorizando as soluções estruturais, em linha com a Política de Hedge Financeiro da Companhia. Dentro dessa estratégia tem-se levado em conta na estruturação das novas captações, não só o montante total do descasamento, mas também sua disposição ao longo do tempo, com vistas a efetuar tanto o hedge de balanço patrimonial da Companhia como o de seu fluxo de caixa.

Segue abaixo a posição destas operações de swap da taxa Libor por taxa fixa em 30 de setembro de 2013:

Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
				30/09/2013	31/12/2012
01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(930)	(1.139)
02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(954)	(1.169)
03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(5.981)	(8.929)
04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(12.529)	(18.694)
05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(1.314)	(2.357)
06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(2.821)	(5.088)
07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(2.604)	(4.836)
08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(2.538)	(4.683)
09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(617)	(1.459)
10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(337)	(1.360)
11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(1.002)	(4.074)
12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(1.732)	(2.607)
13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(1.910)	(3.009)
14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(1.323)	(2.060)
15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(1.125)	(1.920)
16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(1.202)	(2.003)
17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(1.265)	(2.070)
18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(522)	(695)
TOTAL	1.040.384			(40.706)	(68.152)

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar esse risco, a Companhia instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às Instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Companhia determina para que todas as operações com derivativos a serem realizadas sejam enquadradas no conceito de "hedge de proteção", ratificando, com isso, o intuito único e exclusivo de realizar hedge com tais posições. Essa medida contrapõe o risco de liquidação descasada das posições de hedge com os seus respectivos objetos, visto que os fluxos financeiros de ambos sempre estarão casados.

3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa,



principalmente referenciados à taxa Libor. A Companhia monitora a sua exposição a taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme mencionado acima.

A exposição da Companhia às taxas de juros de ativos e passivos financeiros está detalhada no item de análise de sensibilidade desta nota explicativa.

3.3 - Risco de commodities

a) Eletronorte

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do Contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/03/2014	de 304 a 328
BHP	01/07/2004	31/12/2024	de 353,08 a 492

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2,773.21/ton e US\$ 1,450.00/ton, respectivamente.

O impacto do derivativo embutido no resultado foi negativo em R\$ 140.321 (R\$ 133.804 em 31 de dezembro de 2012) e a posição patrimonial apresentada é ativa em R\$ 222.188 (R\$ 472.364 em 31 de dezembro de 2012).

3.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado exclusivo, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na

sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

3.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas no item 3.1 desta nota explicativa. A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Grupo por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal. Na medida em que os fluxos de juros são pós-fixados, o valor não descontado foi obtido com base nas curvas de juros no encerramento do período. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Grupo deve quitar as respectivas obrigações.

	CONTROLADORA 30/09/2013				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	2.099.326	1.429.678	2.148.617	16.464.205	22.141.827
Fornecedores	346.449	-	-	-	346.449
Empréstimos e financiamentos	958.860	1.429.678	2.148.617	16.464.205	21.001.361
Obrigações de Ressarcimento	794.017	-	-	-	794.017
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	9.277	11.965	19.464	40.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	9.277	11.965	19.464	40.706
	CONTROLADORA 31/12/2012				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	1.743.866	665.259	1.483.880	15.863.412	19.756.417
Fornecedores	467.804	-	-	-	467.804
Empréstimos e financiamentos	625.877	665.259	1.483.880	15.863.412	18.638.428
Obrigações de Ressarcimento	650.185	-	-	-	650.185
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	-	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	-	-	68.153

	CONSOLIDADO 30/09/2013				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	16.853.551	5.204.626	10.526.083	16.899.728	49.483.989
Fornecedores	7.372.180	-	-	-	7.372.180
Empréstimos e financiamentos	1.517.348	2.956.301	9.955.013	15.876.267	30.304.930
Obrigações de Ressarcimento	7.786.028	1.895.135	-	-	9.681.163
Arrendamento Mercantil	176.056	352.112	528.167	997.649	2.053.984
Concessões a Pagar UBP	1.939	1.078	42.903	25.812	68.715
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	185.031	122.521	11.965	19.464	338.981
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	122.521	11.965	19.464	338.981

	CONSOLIDADO 31/12/2012				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	13.915.155	3.712.169	6.126.714	19.533.738	43.287.776
Fornecedores	6.423.074	-	-	-	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	1.337.279	1.580.023	5.577.799	18.135.049	26.630.150
Debêntures	1.305	5.229	15.456	47.330	69.320
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	1.801.059	-	-	7.789.757
Arrendamento Mercantil	162.929	325.858	488.786	1.045.460	2.023.033
Concessões a Pagar UBP	1.870	-	44.673	305.899	352.442
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	185.031	291.252	-	-	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	291.252	-	-	476.283

4 – Análise de Sensibilidade dos instrumentos financeiros

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para o fim de 2013 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

4.1 – Empréstimos concedidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos concedidos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

4.1.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA								
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	6.405.330	14.283.887	2,300	1,725	1,150	(3.234.692)	(6.917.757)	
IGP-M	6.423.342	14.324.052	3,49%	2,61%	1,74%	374.439	249.626	
EURO	17.184	38.321	3,030	2,273	1,515	(9.464)	(19.083)	
IENE	144.682	322.644	0,024	0,018	0,012	(67.022)	(152.229)	
TOTAL	12.990.539	28.968.904				(2.936.738)	(6.839.443)	

CONSOLIDADO								
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	5.255.039	11.718.736	2,300	1,725	1,150	9.064.942	6.043.294	
IGP-M	1.544.179	3.443.520	3,49%	2,61%	1,74%	90.016	60.010	
TOTAL	6.799.218	15.162.256				9.154.957	6.103.305	



4.1.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA							
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	6.405.330	14.283.887	2,300	2,875	3,450	4.131.438	7.814.503
IGP-M	6.423.342	14.324.052	3,49%	4,36%	5,23%	624.066	748.879
EURO	17.184	38.321	3,030	3,788	4,545	9.774	19.393
IENE	144.682	322.644	0,024	0,030	0,036	103.393	188.600
TOTAL	12.990.539	28.968.904				4.868.670	8.771.375

CONSOLIDADO							
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	5.255.039	11.718.736	2,300	2,875	3,450	15.108.236	18.129.883
IGP-M	1.544.179	3.443.520	3,49%	4,36%	5,23%	150.026	180.031
TOTAL	6.799.218	15.162.256				15.258.262	18.309.914

4.2 – Empréstimos obtidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos obtidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

4.2.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA							
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar	4.495.290	10.024.497	2,300	1,725	1,150	2.270.122	4.854.913
IGP-M	4.729.016	10.545.706	3,49%	2,61%	1,74%	(275.671)	(183.781)
EURO	80.641	179.829	3,030	2,273	1,515	44.412	89.551
IENE	112.704	251.330	0,024	0,018	0,012	52.208	118.582
TOTAL	9.417.651	21.001.362				2.091.070	4.879.266

CONSOLIDADO							
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar	4.583.343	10.220.854	2,300	1,725	1,150	2.314.588	4.950.010
IGP-M	8.812.967	19.652.917	3,49%	2,61%	1,74%	(513.739)	(342.493)
EURO	80.641	179.829	3,030	2,273	1,515	44.412	89.551
IENE	112.704	251.330	0,024	0,018	0,012	52.208	118.582
TOTAL	13.589.654	30.304.929				1.897.469	4.815.650

4.2.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA							
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	4.495.290	10.024.497	2,300	2,875	3,450	(2.899.462)	(5.484.254)
IGP-M	4.729.016	10.545.706	3,49%	4,36%	0,052	(459.452)	(551.342)
EURO	80.641	179.829	3,030	3,788	4,545	(45.866)	(91.005)
IENE	112.704	251.330	0,024	0,030	0,036	(80.540)	(146.914)
TOTAL	9.417.651	21.001.362				(3.485.320)	(6.273.515)

CONSOLIDADO							
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 3º tri 2013			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	4.583.343	10.220.854	2,300	2,875	3,450	(2.956.256)	(5.591.678)
IGP-M	8.812.967	19.652.917	3,49%	4,36%	5,23%	(856.232)	(1.027.478)
EURO	80.641	179.829	3,030	3,788	4,545	(45.866)	(91.005)
IENE	112.704	251.330	0,024	0,030	0,036	(80.540)	(146.914)
TOTAL	13.589.655	30.304.930				(3.938.894)	(6.857.075)



4.3 – Derivativos embutidos indexados ao preço do Alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e Alumar, esta subdividida em Alcoa e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do Alumínio no mercado internacional (vide item 3.3 – Risco de Commodities desta nota explicativa acima).

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do Alumínio Primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da empresa.

Saldo em 30/09/2013	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
222.188	-	-	599.017	1.084.524

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1,450), logo o valor tende a zero impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%) a grande variação apresentada refere-se à aplicação dos referidos percentuais nos valores de Câmbio, Preço de Alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

5 – Estimativa do Valor Justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a PCLD, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

CONTROLADORA				
30/09/2013				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.282.002	-	-	1.282.002
Investimentos (Participações Societárias)	1.282.002	-	-	1.282.002
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.980.857	-	-	2.980.857
Caixa e equivalentes de caixa	953.395	-	-	953.395
Títulos e Valores Mobiliários	2.027.462	-	-	2.027.462
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	40.706	-	40.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	40.706	-	40.706

CONTROLADORA				
31/12/2012				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.422.821	-	-	1.422.821
Investimentos (Participações Societárias)	1.422.821	-	-	1.422.821
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	5.462.141	-	-	5.462.141
Caixa e equivalentes de caixa	935.627	-	-	935.627
Títulos e Valores Mobiliários	4.526.514	-	-	4.526.514
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	-	68.153

CONSOLIDADO				
30/09/2013				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.523.667	5.345.149	-	6.868.816
Investimentos (Participações Societárias)	1.523.667	-	-	1.523.667
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	5.345.149	-	5.345.149
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	10.448.434	222.188	-	10.670.622
Caixa e equivalentes de caixa	3.098.686	-	-	3.098.686
Títulos e Valores Mobiliários	7.349.748	-	-	7.349.748
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	222.188	-	222.188
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	338.981	-	338.981
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	338.981	-	338.981

CONSOLIDADO				
31/12/2012				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.513.039	4.595.947	-	6.108.986
Investimentos (Participações Societárias)	1.513.039	-	-	1.513.039
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.595.947	-	4.595.947
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	9.003.504	472.364	-	9.475.868
Caixa e equivalentes de caixa	2.501.515	-	-	2.501.515
Títulos e Valores Mobiliários	6.501.989	-	-	6.501.989
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	472.364	-	472.364
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	476.283	-	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	476.283	-	476.283

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100 classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2. Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia. Os segmentos operacionais da Companhia são Administração, Geração, Transmissão e Distribuição, não havendo agregação de segmentos.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 30 de setembro de 2013 e 30 de setembro de 2012, são as seguintes:

30/09/2013						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	53.417	13.048.003	2.966.143	2.316.973	(562.061)	17.822.475
Despesas Operacionais	(2.899.287)	(11.113.465)	(4.315.738)	(2.781.928)	1.587.079	(19.523.339)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(2.845.870)	1.934.538	(1.349.595)	(464.955)	1.025.018	(1.700.864)
Resultado Financeiro	1.776.095	(651.330)	(120.967)	(167.222)	(15.123)	821.453
Resultado de Participações Societárias	503.616	82.420	21.332	-	(372.711)	234.657
Imposto de renda e contribuição social	(24.914)	(151.707)	38.687	(416)	-	(138.350)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(591.073)	1.213.921	(1.410.543)	(632.593)	637.183	(783.105)

30/09/2012						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	51.912	14.872.783	4.826.236	2.150.474	(2.122.323)	19.779.082
Despesas Operacionais	(1.410.536)	(11.742.353)	(3.853.789)	(2.324.489)	2.849.741	(16.481.425)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(1.358.624)	3.130.430	972.447	(174.015)	727.418	3.297.657
Resultado Financeiro	2.577.285	(462.118)	(549.600)	(107.439)	(209.181)	1.248.947
Resultado de Participações Societárias	2.813.954	(27.011)	66.873	-	(2.253.152)	600.664
Imposto de renda e contribuição social	(550.798)	(788.325)	(174.860)	(1.087)	-	(1.515.070)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	3.481.818	1.852.976	314.860	(282.541)	(1.734.915)	3.632.198

NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 54,46% das ações ordinárias da Companhia (vide nota 37).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições compatíveis com as que seriam praticadas no mercado. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas mesmas condições existentes no mercado e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas em condições normais de mercado.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		30/09/2013			31/12/2012		30/09/2012
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	3.459.142	-	-	3.525.382	-	-
	AFAC	33.948	-	-	525.450	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(575.429)	-	-	470.037
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	170.057	-	-	160.226
		3.493.090	-	(405.372)	4.050.832	-	630.263
CHESF	Financiamentos e empréstimos	59.972	-	-	128.655	-	-
	Outros passivos	-	1.355	-	-	1.355	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	4.986	-	-	7.357
	Resultado de participações societárias	-	-	(267.790)	-	-	1.581.070
		59.972	1.355	(262.804)	128.655	1.355	1.588.427
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	3.668.821	-	-	4.232.588	-	-
	AFAC	233.599	-	-	220.240	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	1.244.836	-	-	220.058
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	210.420	-	-	219.634
		3.902.420	-	1.455.256	4.452.828	-	439.692
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	1.378.183	-	-	1.142.217	-	-
	Dividendo a receber	66.046	-	-	15.613	-	-
	AFAC	608.300	-	-	554.768	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	181.513	-	-	201.114
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	60.876	-	-	48.994
		2.052.529	-	242.389	1.712.598	-	250.108

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		30/09/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	30/09/2012 RESULTADO
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	1.316.996	-	-	1.074.018	-	-
	AFAC	150.532	-	-	160.949	-	-
	Dividendo a receber	56.812	-	-	53.723	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(284.885)	-	-	(213.430)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	31.360	-	-	32.931
		1.524.340	-	(253.525)	1.288.690	-	(180.499)
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.094.276	-	-	1.099.311	-	-
	Outros ativos	263.977	-	-	264.404	-	-
	Outros passivos	-	263.977	-	-	237.215	-
	Resultado de participações societárias	-	-	47.096	-	-	284.266
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	52.230	-	-	53.874
		1.358.253	263.977	99.326	1.363.715	237.215	338.140
ITAIPIU	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	5.821.318	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	8.164	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	300.869
		-	-	-	5.829.482	-	300.869
CEAL	Financiamentos e empréstimos	526.931	-	-	421.155	-	-
	AFAC	44.404	-	-	176.514	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	18.556	-	-	(93.141)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	27.776	-	-	21.008
		571.335	-	46.332	597.669	-	(72.133)
CEPISA	Financiamentos e empréstimos	646.550	-	-	579.092	-	-
	AFAC	136.459	-	-	430.282	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	4.877	-	-	223.505	-
	Provisões operacionais	-	-	137.239	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	43.940	-	-	28.499
		783.009	4.877	181.179	1.009.374	223.505	28.499
AMAZONAS ENERGIA	Financiamentos e empréstimos	1.180.072	-	-	1.028.989	-	-
	AFAC	281.660	-	-	277.681	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	-	-	-	1.128.018	-
	Provisões operacionais	-	-	623.856	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	63.499	-	-	39.895
		1.461.732	-	687.355	1.306.670	1.128.018	39.895
CERON	Financiamentos e empréstimos	430.798	-	-	281.242	-	-
	AFAC	113.151	-	-	162.798	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	40.108	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(21.528)	-	-	(132.201)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	22.648	-	-	9.553
		543.949	40.108	1.120	444.040	-	(122.648)
ELETROPAR	Resultado de participações societárias	-	-	1.731	-	-	12.014
		-	-	1.731	-	-	12.014
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	149.222	-	-	154.954	-	-
	AFAC	230.631	-	-	217.497	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	75.561	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	9.539	-	-	9.013
		379.853	75.561	9.539	372.451	-	9.013
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	76.537	-	-	168.119	-
		-	76.537	-	-	168.119	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2012			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Consumidores e revendedores	-	-	-	13.539	-	-
	Contas a receber	5.003	-	-	3.008	-	-
	Outras receitas	-	-	46.922	-	-	60.304
		5.003	-	46.922	16.547	-	60.304
BNDES	Empréstimos e financiamentos a pagar	-	-	-	-	4.888.893	-
		-	-	-	-	4.888.893	-
	Contas a receber	-	-	-	5.411	-	-
REAL GRANDEZA	Outros ativos	18.617	-	-	-	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	2.685	-	-	5.138	-
	Fornecedores	-	-	-	-	80	-
	Contas a pagar	-	(441.013)	-	-	(267.534)	-
	Contratos de dívida atuariais	-	19.436	-	-	24.374	-
	Outros passivos	-	222.513	-	-	197.440	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	-	-	-	(12.565)
	Receitas financeiras	-	-	533	-	-	187
	Ativo atuarial - baixa e provisão atuarial	-	-	-	-	-	(23.917)
	Despesas atuariais	-	-	(11.058)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(14.222)	-	-	(112.887)
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	14.337
	Contribuições desp administrativa	-	-	-	-	-	(1.772)
		18.617	(196.379)	(24.747)	5.411	(40.502)	(136.617)
NUCLEOS	Outros ativos	-	-	-	-	-	(10.582)
	Contribuições previdenciárias	-	3.059	-	-	2.942	-
	Reversão das contribuições	-	-	-	-	-	15.012
	Provisão atuarial	-	-	(25.072)	-	-	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	-	-	-	(15.012)
		-	3.059	(25.072)	-	2.942	(10.582)
RS ENERGIA	Contas a receber	-	-	-	1	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	2.332	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	221.325	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.882	-	-	7.553
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	10.594	-	-
	Outras ativos	-	-	-	1	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.274
	Outras receitas	-	-	-	-	-	10
		-	-	4.882	234.253	-	8.837
UIRAPURU	Contas a receber	5.053	-	-	1	-	-
	JCP / Dividendos a receber	7.387	-	-	1.908	-	-
	Participação societária permanente	55.850	-	-	33.111	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	7.271	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.438	-	-	5.905
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.837	-	-	1.723
	Outras receitas	-	-	15	-	-	12
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(15)	-	-	-
		68.290	-	7.275	42.291	-	7.640
ARTEMIS	Contas a receber	-	-	-	2	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	15.945	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	148.578	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	16.809	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.592	-	-	21.636
	Outras ativos	-	-	-	537	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	3.973
		-	-	3.592	181.871	-	25.609
PORTO VELHO	Contas a receber	-	-	-	2	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	1.351	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	297.793	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	3.238	-	2.564
	Outras receitas	-	-	-	-	-	44
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.746	-	-	-
		-	-	1.746	302.384	-	2.608
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	229.737	-	-	189.640	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	805	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	3.984	-	-
	Outros ativos	68	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.682	-	-	2.614
		229.805	-	4.682	194.429	-	2.614
ETAU	Contas a receber	62	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.330	-	-	535	-	-
	Participação societária permanente	25.428	-	-	9.567	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	14.129	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.016	-	-	3.760
	Outros ativos	-	-	-	16	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	567	-	-	476
	Outras receitas	-	-	6	-	-	6
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(18)	-	-	-
		28.820	-	5.571	24.247	-	4.242
ESBR	Participação societária permanente	2.621.662	-	-	952.342	-	-
	Outros passivos	-	-	-	(12.518)	-	-
	Outros Resultados Abrangentes	-	134	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(14.256)	-	-	(3.040)
		2.621.662	134	(14.256)	939.824	-	(3.040)

		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	30/09/2013		RESULTADO	31/12/2012		30/09/2012
		ATIVO	PASSIVO		ATIVO	PASSIVO	
CERRO CHATO I	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	86.940	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	440	-	-
	Outros Ativos	-	-	-	-	-	-
	Recetas de prestação de serviços	-	-	-	1	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	326	-	-	-
	Recetas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	41
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	439
	Outras receitas	-	-	-	-	-	7
		-	-	326	86.506	-	391
CERRO CHATO II	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	81.090	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	1.084	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	478	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1.276
	Recetas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	41
	Outras receitas	-	-	-	-	-	7
		-	-	478	80.012	-	1.228
CERRO CHATO III	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	176	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	74.970	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	850	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	543	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1.994
	Recetas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	41
	Outras receitas	-	-	-	-	-	6
		-	-	543	76.001	-	1.947
TELES PIRES	AFAC	12.026	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	504.235	-	-	184.194	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	(12.240)	-	-	196
	Recetas de prestação de serviços	-	-	8.221	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(711)	-	-	2.727
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
		516.261	-	(4.730)	184.194	-	2.531
		-	-	-	-	-	-
INTEGRAÇÃO	Participação societária permanente	18.814	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	20.155	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	7.702	-	-	12.708
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		18.814	-	7.702	20.155	-	12.708
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
COSTA OESTE	AFAC	7.533	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.486	-	-	1.390	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	252	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	197
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	1.348	-	-	-
		10.019	-	1.348	1.388	-	197
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
TSBE	Contas a receber	254	-	-	-	-	-
	AFAC	86.399	-	-	-	-	-
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	166.262	-	-	6.408	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	107	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	2.207	-	-	-
	Recetas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	131
	Outras Recetas	-	-	1.978	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	152
		252.915	-	4.185	6.301	-	21
LIVRAMENTO	Contas a receber	111	-	-	-	-	-
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	62.524	-	-	36.055	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	775	-	-
	Outras Recetas	-	-	94	-	-	-
	Recetas de prestação de serviços	-	-	(13.121)	-	-	510
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	(13.027)	35.280	-	510
		62.635	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
SANTA VITÓRIA	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	153.685	-	-	97.551	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	492	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	194	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	408
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
	Recetas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	242
		153.685	-	194	97.059	-	166
MARUMBI	AFAC	1.849	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	733	-	-	622	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	52	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	40
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	163	-	-	-
		2.582	-	163	570	-	40
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
CHUI	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	65.650	-	-	33.887	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	281	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(149)	-	-	233
		65.650	-	(149)	33.606	-	233
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
AMAPARI ENERGIA	Participação societária permanente	-	-	-	39.191	-	-
	Recetas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	7.846
		-	-	-	39.191	-	7.846
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
FACHESF	Fornecedores	-	754	-	-	2.160	-
	Contribuições previdenciárias	-	8.783	-	-	-	-
	Contratos de dívida aturais	-	-	-	-	2.523	-
	Contribuição normal	-	-	-	-	11.001	-
	Despesas aturais	-	-	(82.650)	-	-	22.988
	Despesas financeiras	-	-	(60)	-	-	26.245
	Despesas operacionais	-	-	-	-	-	12.851
	Outras despesas	-	-	(12.692)	-	-	-
		-	9.537	(95.402)	-	15.684	62.084
		-	-	-	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TDG	Participação societária permanente	48.190	-	-	45.183	-	-
	Outros ativos	86.000	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	788
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.007	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(3.822)
		134.190	-	3.007	45.183	-	(3.034)
MANAUS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	189.768	-	-	187.758	-	-
	AFAC	21.162	-	-	-	-	-
	Outros ativos	14.988	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	1.006	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(5.450)	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.388)	-	-	(2.272)
		225.918	1.006	(11.838)	187.758	-	(2.272)
IEMADEIRA	Participação societária permanente	660.562	-	-	514.112	-	-
	Outros ativos	(48)	-	-	-	-	-
	AFAC	11.025	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	2.742	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	10.139	-	-	301
	Outros Créditos	-	-	-	-	-	245.022
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	32.525	-	-	18.541
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.221)	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	7.350	-	-	-
		671.539	2.742	47.793	514.112	-	263.864
MANAUS CONSTRUÇÃO	JCP / Dividendos a receber	9.305	-	-	2.970	-	-
	Participação societária permanente	3.392	-	-	15.410	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	266	-	-	4.933
		12.697	-	266	18.380	-	4.933
STN	Contas a receber	-	-	-	177	-	-
	Outras contas a receber	191	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	206.413	-	-	188.861	-	-
	Fornecedores	-	1.471	-	-	1.226	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	30.494	-	-	27.263
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.723	-	-	1.602
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	712
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11.472)	-	-	(8.527)
		206.604	1.471	20.745	189.038	1.226	21.050
INTESA	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	762	-	-
	Participação societária permanente	38.788	-	-	35.646	-	-
	Fornecedores	-	1.131	-	-	924	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.258	-	-	3.124
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.832)	-	-	(6.600)
		38.788	1.131	(5.574)	36.408	924	(3.476)
EAPSA	Clientes	138	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	242	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	3.090	-	-
	Participação societária permanente	93.889	-	-	261.301	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.997	-	-	10.238
		94.027	-	6.997	264.633	-	10.238
SETE GAMELEIRAS	Contas a receber	-	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	5	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	20.100	-	-	19.810	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	25	-	-	19
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(886)	-	-	(71)
		20.105	-	(861)	19.825	-	(52)
S. PEDRO DO LAGO	Participação societária permanente	14.783	-	-	14.098	-	-
	Contas a receber	5	-	-	15	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	25	-	-	19
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(393)	-	-	(112)
		14.788	-	(368)	14.113	-	(93)
PEDRA BRANCA	Participação societária permanente	14.157	-	-	13.504	-	-
	Contas a receber	5	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	25	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	15	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	253	-	-	19
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(674)	-	-	(110)
		14.187	-	(421)	13.519	-	(91)
BRASVENTO MIASSABA	Clientes	73	-	-	-	-	-
	AFAC	22.885	-	-	22.885	-	-
	Participação societária permanente	9.088	-	-	9.534	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	236	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(446)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	112	-	-	-
		32.046	-	(98)	32.419	-	-
BRASVENTO EOLO	AFAC	16.691	-	-	16.691	-	-
	Participação societária permanente	6.206	-	-	6.938	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	210	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(732)	-	-	-
		22.897	-	(522)	23.629	-	-
ANDE	Clientes	-	-	-	63.659	-	-
	Outros ativos	-	-	-	23.791	-	-
	Obrigações diversas	-	-	-	-	(38.078)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	173.291
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	359
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(31.959)
		-	-	-	87.451	(38.078)	141.691

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FIBRA	Contas a pagar	-	-	-	-	(42.610)	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	(2.888)	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(4.169)
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	(14.152)
		-	-	-	-	(45.499)	(18.321)
CAJUBI	Contas a pagar	-	-	-	-	(47.187)	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	(6.190)	-
	Outros passivos	-	-	-	-	887.445	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(1.080)
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	(18.097)
		-	-	-	-	834.068	(19.177)
ENERPEIXE	Contas a receber	258	-	-	536	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	29.640	-	-
	Participação societária permanente	586.472	-	-	514.735	-	-
	Outros ativos	2	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	71.737	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	47	-	-	3.046
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.859	-	-	3.695
		586.732	-	73.643	544.911	-	6.741
TRANSLESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(1.652)	-	-
	Participação societária permanente	26.393	-	-	25.687	-	-
	Fornecedores	-	(172)	-	-	(126)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.206	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.246)	-	-	(901)
		26.393	(172)	3.960	24.035	(126)	(901)
TRANSUDESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(379)	-	-
	Contas a receber	-	-	-	23	-	-
	Participação societária permanente	13.380	-	-	13.871	-	-
	Outros ativos	25	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(107)	-	-	(79)	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	104
	Receitas de prestação de serviços	-	-	103	-	-	98
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.966	-	-	-
	Outras despesas	-	-	110	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(757)	-	-	(552)
		13.405	(107)	2.422	13.515	(79)	(350)
TRANSIRAPE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(460)	-	-
	Participação societária permanente	13.181	-	-	11.360	-	-
	Fornecedores	-	(74)	-	-	(45)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.876	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(534)	-	-	(385)
		13.181	(74)	2.342	10.900	(45)	(385)
CENTROESTE	AFAC	-	-	-	3.527	-	-
	Contas a receber	-	-	-	52	-	-
	Participação societária permanente	19.556	-	-	20.268	-	-
	JCP / Dividendos a receber	932	-	-	-	-	-
	Outros ativos	158	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(74)	-	-	(54)	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	55
	Receitas de prestação de serviços	-	-	433	-	-	405
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.877	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	59	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(534)	-	-	(381)
		20.646	(74)	2.835	23.847	(54)	79
BAGUARI	Clientes	19	-	-	40	-	-
	AFAC	82.632	-	-	82.632	-	-
	Participação societária permanente	8.935	-	-	6.608	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.837	-	-	9.729	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.165	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	146	-	-	287
		93.423	-	4.311	99.009	-	287
RETIRO BAIXO	Contas a receber	-	-	-	11	-	-
	Empréstimos e financiamentos	1.525	-	-	2.550	-	-
	AFAC	58	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	111.809	-	-	110.020	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.789	-	-	-
	Receitas financeiras	-	-	323	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	(41)	-	-	-
		113.392	-	2.071	112.639	-	-
SERRA FACÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	14.523	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	78.649	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	221	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(10.926)	-	-	-
		93.172	-	(10.705)	-	-	-
CHAPECOENSE	JCP / Dividendos a receber	(373)	-	-	(2.773)	-	-
	Clientes	490	-	-	794	-	-
	Outros contas a receber	1.124	-	-	1.113	-	-
	Participação societária permanente	355.414	-	-	303.627	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	68.741	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	3.240	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	208	-	-	4.580
		356.645	-	72.189	302.761	-	4.580

		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	30/09/2013		31/12/2012		30/09/2012	
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MADEIRA ENERGIA	Clientes	3.842	-	-	-	-	-
	AFAC	89.700	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.091.064	-	-	1.669.041	-	-
	Contas a receber	436	-	-	3.073	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	1.903	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(25.346)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	15.175	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	22.130	-	-	16.503
	Outras despesas	-	-	1.410	-	-	-
		2.185.042	-	13.369	1.674.017	-	16.503
INAMBARI	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(1.053)	6.640	-	-
	Outras despesas	-	-	(6.089)	-	-	-
		-	-	(7.142)	6.640	-	-
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	3.814	-	-	-	-	-
	AFAC	-	-	-	24.556	-	-
	Contas a receber	-	-	-	17	-	-
	Participação societária permanente	90.262	-	-	83.308	-	-
	Fornecedores	-	(54)	-	-	8	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(15.750)	-	-	-
	Outros ativos	17	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	259
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	84
		94.093	(54)	(15.750)	107.881	8	343
MGE TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	65.021	-	-	35.991	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	201	-	-
	AFAC	27.930	-	-	27.440	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	257	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	74
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.389	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.817	-	-	1.530
		92.951	-	3.206	63.889	-	1.556
GOIÁS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	105.770	-	-	44.806	-	-
	AFAC	40.670	-	-	56.840	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	300	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	38	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.824	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.798	-	-	755
		146.440	-	5.622	101.984	-	755
REI DOS VENTOS	Clientes	49	-	-	-	-	-
	AFAC	12.894	-	-	12.894	-	-
	Participação societária permanente	8.119	-	-	8.914	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	49	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(794)	-	-	-
		21.062	-	(745)	21.808	-	-
SEFAC ENERGIA PARTICIPAÇÕES	Participação societária permanente	-	-	-	104.098	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	91
		-	-	-	104.098	-	91
TRANS SÃO PAULO	AFAC	7.987	-	-	7.987	-	-
	Participação societária permanente	33.603	-	-	23.328	-	-
	JCP / Dividendos a receber	410	-	-	566	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	333	-	-
	Outros ativos	71	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(23)	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	796	-	-	301
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	7.179	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(372)	-	-	7
	Outras Despesas	-	-	229	-	-	-
		42.071	(23)	7.832	32.214	-	294
TRANS GOIÁS	AFAC	93	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.144	-	-	2.513	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(368)	-	-	-
		2.237	-	(368)	2.513	-	-
CALDAS NOVAS	AFAC	-	-	-	6.417	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	98	-	-
	Fornecedores	-	(4)	-	-	-	-
	Participação societária permanente	7.561	-	-	50	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	391
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(4)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	293	-	-	-
		7.561	(4)	(1.206)	6.565	-	391
IE GARANHUS	Participação societária permanente	53.078	-	-	14.956	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.373	-	-	-
		53.078	-	1.373	14.956	-	-
LUZITÂNIA NIQUELANDIA TRANSMISSORA	AFAC	2.728	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.654	-	-	931	-	-
	Outros ativos	243	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(1.384)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	291	-	-	-
	Outras despesas	-	-	529	-	-	-
		4.625	-	(564)	931	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2013		31/12/2012		30/09/2012	
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TSLE	Contas a receber	777	-	-	-	-	-
	AFAC	41.820	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	16.995	-	-	5.100	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	5.100	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	214	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	28	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	6.178	-	-	-
		59.592	-	6.420	-	-	-
Energia dos Ventos I	AFAC	118	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	195	-	-	167	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(21)	-	-	-
		313	-	(21)	167	-	-
Energia dos Ventos II	AFAC	74	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	152	-	-	123	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		226	-	(20)	123	-	-
Energia dos Ventos III	AFAC	103	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	185	-	-	152	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(21)	-	-	-
		288	-	(21)	152	-	-
Energia dos Ventos IV	AFAC	167	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	207	-	-	216	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(24)	-	-	-
		374	-	(24)	216	-	-
Energia dos Ventos V	AFAC	108	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	180	-	-	157	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(21)	-	-	-
		288	-	(21)	157	-	-
Energia dos Ventos VI	AFAC	157	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	177	-	-	206	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(24)	-	-	-
		334	-	(24)	206	-	-
Energia dos Ventos VII	AFAC	167	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	202	-	-	216	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
		369	-	(23)	216	-	-
Energia dos Ventos VIII	AFAC	108	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	160	-	-	157	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(21)	-	-	-
		268	-	(21)	157	-	-
Energia dos Ventos IX	AFAC	118	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	183	-	-	167	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
		301	-	(23)	167	-	-
Energia dos Ventos X	AFAC	88	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	175	-	-	137	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(21)	-	-	-
		263	-	(21)	137	-	-
JUNCO I	Participação societária permanente	1.027	-	-	106	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(81)	-	-	-
		1.027	-	(81)	106	-	-
JUNCO II	Participação societária permanente	1.084	-	-	111	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(29)	-	-	-
		1.084	-	(29)	111	-	-
CAIÇARA I	Participação societária permanente	1.084	-	-	114	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(32)	-	-	-
		1.084	-	(32)	114	-	-
CAIÇARA II	Participação societária permanente	688	-	-	67	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(27)	-	-	-
		688	-	(27)	67	-	-
EXTREMOZ	Participação societária permanente	832	-	-	53	-	-
	AFAC	151.256	-	-	34.525	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	779	-	-	-
		152.088	-	779	34.578	-	-
NORTE ENERGIA	Participação societária permanente	550.889	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.435)	-	-	-
		550.889	-	(4.435)	-	-	-
AETE	Outros passivos	-	292	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.208)	-	-	-
		-	292	(2.208)	-	-	-
BRASNORTE	Outros ativos	588	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	149	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.166	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.309)	-	-	-
		588	149	857	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ESTAÇÃO TRANSM	Empréstimos e financiamentos	102.973	-	-	-	-	-
	Outros passivos (especificar, se relevante)	1.478	-	-	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.352)	-	-	-
		104.451	-	(7.352)	-	-	-
INTEGRAÇÃO TRANS.	Outros ativos	27	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	827	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(6.406)	-	-	-
		27	827	(6.406)	-	-	-
RIO BRANCO	Outros ativos	9	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	213	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.975)	-	-	-
		9	213	(1.975)	-	-	-
CTEEP	Participação societária permanente	14.154	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	377	-	-	-
		14.154	-	377	-	-	-
EMAE	Participação societária permanente	9.582	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	399	-	-	-
		9.582	-	399	-	-	-
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	7.968	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	(302)	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(302)	-	-	-
		7.666	-	(302)	-	-	-
TME	Outros passivos	-	310	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.203)	-	-	-
		-	-	(2.203)	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia	Participação societária permanente	14.215	-	-	-	-	-
		14.215	-	-	-	-	-
Centrais Eólica Famosa I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	3.807	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	69	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(285)	-	-	-
		3.876	-	(285)	-	-	-
Centrais Eólica Pau Brasil S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	2.538	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	47	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(209)	-	-	-
		2.585	-	(209)	-	-	-
Centrais Eólica São Paulo S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	2.855	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	56	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(225)	-	-	-
		2.911	-	(225)	-	-	-
Centrais Eólica Rosada S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.759	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	87	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(329)	-	-	-
		4.846	-	(329)	-	-	-
ESBR Part.	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(3.040)
		-	-	-	-	-	(3.040)

NOTA 47 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2013	30/09/2012	30/09/2013	30/09/2012
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	1.138	1.107	16.792	14.074
Salários e encargos sociais	316	292	3.274	3.190
Outros	154	61	1.424	1.781
	1.608	1.460	21.490	19.045

NOTA 48 – EVENTOS SUBSEQUENTES

A - Participação Acionária – Rouar S.A.

Em 2 de outubro de 2013, a Eletrobras adquiriu 50% de participação acionária na empresa Rouar S.A., representada por 12.500 ações ao portador com direito a voto, detida pela Usinas y Transmisiones Eléctricas – UTE, pelo montante de 172,50 pesos uruguaios, equivalente, na data de aquisição, a 17,65 reais. A Rouar é uma sociedade com sede em Montevidéu, Uruguai, criada sob a legislação uruguaia para atuar na área de geração de energia eólica por meio de instalação e desenvolvimento de Parque Eólico. O projeto contemplará o aporte de capital pela Eletrobras até o limite de US\$ 23,5 mil.

B - Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária – BOA VISTA, ELETROACRE e CERON

A ANEEL, por meio dos despachos no. 3.530, no. 3.618 e no. 3.764, de 15 de outubro de 2013, de 23 de outubro de 2013 e 07 de novembro de 2013, respectivamente, declarou o valor total da Base de Remuneração – BRR para fins do 3º ciclo de revisão tarifária para seguinte empresa do Sistema Eletrobras:

	BOA VISTA	ELETROACRE	CERON
Base de remuneração líquida	142.272	224.892	374.753
Taxa de depreciação	3,98% a.a.	3,75% a.a.	3,752% a.a.
Saldo contábil do intangível em 30/09/2013	-	44.648	80.479
Saldo contábil do ativo financeiro em 30/09/2013	143.850	332.534	789.430

A BRR é utilizada na bifurcação dos ativos relacionados à infraestrutura, como base para determinar o valor do ativo financeiro das concessões de distribuição de energia elétrica, relacionado ao montante a ser reembolsado pelo poder concedente ao término das concessões.

A administração da Eletrobras já iniciou o processo de análise e conciliação dos valores determinados pela ANEEL e de avaliação dos impactos em suas demonstrações financeiras.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente

Armando Casado de Araújo
*Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores*

Valter Luiz Cardeal de Souza
Diretor de Geração

Manoel Aguinaldo Guimarães
Diretor de Administração - interino

Luis Hiroshi Sakamoto
Diretor de Distribuição - interino

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

João Vicente Amato Torres
Contador
CRC-RJ-057.991/O-S-DF