
CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.
Eletrobras
(Companhia Aberta)
CNPJ 00.001.180/0001-26

Notas explicativas às demonstrações financeiras dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012
(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 S.A. – Boa Vista;
- 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. Adicionalmente, 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 Centrales Hidroelectricas de Centroamerica S.A.- CHC e da Rouar S.A., em regime de controle conjunto com a estatal uruguaiana Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay - UTE.

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. (Vide 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 (mercado livre). 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 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa.

A emissão dessas demonstrações financeiras consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 27 de março de 2014.

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, desta forma, visando recuperar a capacidade de geração de caixa e a rentabilidade da Companhia, a Administração está colocando em prática 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), (vide nota 30.2) abrangendo 4.055 empregados e a reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras. Esse 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 de Transmissão do Madeira, proporcionarão a recuperação da geração de caixa e da rentabilidade da Companhia.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 42,987 GW de capacidade instalada, 64,4 mil km de linhas de transmissão (não examinado pelos auditores independentes) e seis distribuidoras de energia que atendem cerca de 3,8 milhões de consumidores (não examinado pelos auditores independentes), sendo duas, Amazonas Energia e Eletrobras Distribuição Roraima, com atuação em sistemas isolados na região Norte do Brasil.

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 – renovadas - Lei 12.783/13

- Geração de Energia Elétrica

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)*	Vencimento
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

*Não examinado pelos auditores independentes

- Transmissão de Energia Elétrica

Contrato	Titular	Prazo (anos)	Vencimento
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

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)**	Ano de Vencimento
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	2018
UTE Santana	AP	178	2019
UTE Electron	AM	121	2020
UHE Dardanelos*	MT	261	2042
UHE Mauá*	PR	363	2042
UHE Teles Pires	PA / MT	446	2046
UHE Jirau*	RO	3.750	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II	RS	446	2015
UTE Candiota III	RS	350	2041
UHE Balbina	AM	278	2027
UHE Aparecida	AM	283	2020
UTE Mauá	AM	738	2020
UTE Mauá	AM	125	2020
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 Simpício/Anta	RJ / MG	334	2041
UHE Peixe Angical*	TO	452	2036
UHE Baguari *	MG	140	2041
UHE Foz do Chapecó*	RS	855	2036
UHE Foz do Chapecó*	GO	213	2036
UTN Angra I***	RJ	640	2024***
UTN Angra II***	RJ	1.350	2041***
UTN Angra III***	RJ	1.405	40 anos***
UHE Santo Antônio*	RO	1.128	2043
UHE Piloto	PE	2,00	2015
UHE Araras	CE	4,00	2015
UHE Curemas	PA	3,52	2024
EOL São Pedro do Lago*	BA	30,00	2046
EOL Pedra Branca*	BA	30,00	2046
EOL Sete Gameleiras*	BA	30,00	2046
UHE Curuá-Uma	PA	30,30	2028

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

**Não examinado pelos auditores independentes

***Licença de operação concedida por 40 anos após entrada em operação.

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)**	Ano de Vencimento
UTE Rio Acre	AC	45,49	2018
UTE Rio Branco I	AC	18,65	2020
UTE Rio Branco II	AC	32,75	2020
UTE- Senador Arnon Afonso Farias	RR	85,99	2024
UTE Serra do Navio*	SE	23,30	2037
UTE Capivara*	SE	29,80	2037
Parque Eólico Miassaba 3*	RN	68,47	2045
Parque Eólico Rei dos Ventos 3*	RN	60,12	2045
UHE Passo São João	RS	77,00	2041
UHE São Domingos	MS	48,00	2037
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	15,20	2034
PCH João Borges	SC	19,00	2035
PCH Cochilha Rica	SC	18,00	2042
PCH Santo Cristo	SC	19,50	2042
EOL Cerro Chato I*	RS	30,00	2045
EOL Cerro Chato II*	RS	30,00	2045
EOL Cerro Chato III*	RS	30,00	2045
EOL Cerro Chato III*	RS	20,00	2015
UTE Nutepa	RS	24,00	2015
UTE Cidade Nova	AM	29,70	2015
UTE Iranduba	AM	66,60	2015
UTE Distrito	AM	51,30	2015
UTE São José	AM	73,40	2015
UTE Roberto Silveira	GO	30,00	2027
UHE Batalha	MG / GO	52,50	2041
UHE Retiro Baixo*	MG	82,00	2041
Serra do Facão	RS	212,58	2036
Santo Antonio (Mesa)	RO	2.440,56	2043
Teles Pires	PA / MT	1.819,80	2046
Rei dos Ventos 1	RN	58,45	2045
Famosa 1	RN	22,50	2047
Pau Brasil	CE	15,00	2047
Rosada	RN	30,00	2048
São Paulo	CE	17,50	2047
Goiabeira	CE	22,50	2047
Horizonte	CE	17,50	2047
Jandaia	CE	30,00	2047
Jandaia 1	CE	22,50	2047
São Januário	CE	22,50	2047
Ubatuba	CE	12,50	2047
Nsa Sra de Fátima	CE	30,00	2047
Pitombeira	CE	30,00	2047
Santa Catarina	CE	20,00	2047
UHE Jirau	RO	3750	2043
UHE Sinop	PA / MT	400	2049

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

**Não examinado pelos auditores independentes

***Licença de operação concedida por 40 anos após entrada em operação.

Transmissão de Energia Elétrica

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- 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 de Freitas 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,	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	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	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	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
- Linha de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, com extensão de 132,8 km.	RN	30	2037
- Linha de transmissão Recife II/Supe 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

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- 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 Ibocoara 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
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	RS	30	2032
SE Santa Marta	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
SPE Etau	SC/RS	30	2032
SPE Uirapuru	PR	30	2035
SPE Norte Brasil	RO/SP	30	2039
SPE Costa Oeste	PR	30	2042
SPE Marumbi	PR	30	2042
SPE TSBE	RS	30	2042
SPE TSLE	RS	30	2042
Transmissão Rede Básica	Diversos	30	2043

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
SE Nobres 230/138 kV	Mato Grosso	30	2041
SE Miramar 230/69 kV	Amazonas e Roraima	30	2041
SE Lucas do Rio Verde 230/ 138 kV	Mato Grosso	30	2031
LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3, 230 kV, 3x150 MVA	Amazonas	30	2043
Linha de Transmissão Porto Velho - Abunã (RO), Rio Branco (AC), com 487 Km de extensão e 230 kV	Diversos	30	2039
Estação Conversora Corrente Alternada - CA / Corrente Contínua - CC do Bipolo nº 1 na Subestação Coletora Porto Velho, em 500 kV CA/+ 600 kV CC, no Estado de Rondônia, e Inversora CC/CA do Bipolo nº 1 na Subestação Araraquara 2, em + 600 kV CC/500 kV CA, no Estado de São Paulo	Diversos	30	2039

• Distribuição de Energia

Concessões/ Permissões	Região Geográfica	Municípios atendidos*	Vencimento da Concessão
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

*Não examinado pelos auditores independentes

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

Em 11 de janeiro de 2013, o Governo Federal emitiu a Lei nº 12.783/2013, regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, 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.

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 considerou a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições; e pressupôs a aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade, constantes da Lei, estando ainda prevista a indenização dos ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no valor novo de reposição – VNR.

Adicionalmente, o Ministério de Minas e Energia - MME e o Ministério da Fazenda emitiram, em 1º de novembro de 2012, a Portaria Interministerial nº 580, que fixou os valores das indenizações dos ativos de geração e transmissão afetados pela Medida Provisória, nº 579/12 referenciados a preços de junho de 2012 e outubro de 2012, respectivamente. Sendo os valores de indenização dos ativos de geração ajustados em 29 de novembro de 2012, por meio da Portaria Interministerial nº 602.

A legislação prevê que as concessões de energia elétrica não prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, sejam licitadas quando do encerramento do atual prazo (2015 – 2017), na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras cujas concessões vencerão em 2015, tiveram o direito de manifestar o interesse na prorrogação da concessão por um período adicional de 30 anos, o que fizeram no prazo estabelecido. Até o presente momento não foram regulamentados os critérios de prorrogação desses contratos pelo Poder Concedente e, portanto, não ocorreu a assinatura do contrato de concessão para as distribuidoras que manifestaram o interesse até 15 de outubro de 2012, o qual só ocorrerá quando do vencimento da atual concessão.

Não há garantias de que o Poder Concedente aprovará prorrogação de acordo com as novas condições, dependendo de diversos critérios que serão analisados pelo Poder Concedente. Há previsão de indenização dos ativos não amortizados ao final da concessão.

Impactos no negócio de distribuição em geral

Revisão Tarifária Extraordinária da Parcela A, com impactos a partir de 1º de fevereiro de 2013, para capturar a redução dos custos de geração e transmissão decorrente das concessões prorrogadas.

Foram eliminados das tarifas de energia elétrica os encargos regulatórios: RGR – Reserva Global de Reversão; CCC – Custo de Consumo de Combustíveis e redução da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético e modicidade tarifária, trazendo impacto aproximado de 20% nos encargos setoriais.

Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012, apresentadas para fins de comparação, houve efeitos em função da adoção do Ajuste ao Valor Novo de Reposição – VNR como valor dos ativos vinculados à concessão remanescentes ao final da concessão, ou seja, não ainda depreciados e sujeitos à indenização do Poder Concedente (ativo financeiro). Em 2013, em função dos resultados 3º Ciclo de Revisão Tarifária pelo órgão regulador ANEEL (conforme Nota 17 b), no que tange a definição do valor total da Base Remuneração Regulatória – BRR a Companhia efetuou ajustes do valor do VNR sobre o ativo financeiro.

Os efeitos oriundos destas alterações na Lei 12.783/2013 e do 3º Ciclo de Revisão Tarifária são como seguem:

Efeitos no resultado de 2012

Distribuição	2012
Ajuste ao Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos indenizáveis	359.182
Total	359.182

Efeitos no resultado de 2013 – Revisão Tarifária – BRR

Distribuição	2013
Ajuste ao Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos indenizáveis	(194.576)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos indenizáveis - Atualização	(164.606)
Consideração dos efeitos da 3ª revisão tarifária na BRR para fins de <i>impairment</i>	(763.788)
Total	(1.122.970)

Impactos no negócio de geração e transmissão afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013

Os efeitos decorrentes das alterações da Lei 12.783/2013 impactaram apenas o resultado de 2012.

	Geração	Transmissão
Bens indenizados e seus valores e a indenizar	Ativos de geração (Projeto Básico) não amortizados até 31 de dezembro de 2012, pelos valores definidos nas Portarias nº 580 e nº 602 do MME supracitadas. As concessionárias deverão submeter à Aneel as informações complementares (posteriores ao Projeto Básico), necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis efetuados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados (modernizações e melhorias).	Ativos de transmissão adquiridos após 31 de maio de 2000 e até 31 de dezembro de 2012 não amortizados (RBNI), pelos valores definidos na Portaria nº 580 mencionada anteriormente. As concessionárias de transmissão deverão encaminhar à Aneel as informações relativas aos ativos adquiridos anteriormente a 31 de maio de 2000 (RBSE), ainda não depreciados ou amortizados, necessárias para o cálculo da indenização complementar, em prazo a ser definido pelo poder concedente, que quando homologada será paga em 30 anos.
Reajuste da Indenização	O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (Artigo 3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. A forma de pagamento solicitada pelas controladas da Companhia, conforme facultado pelo Artigo 4º da Portaria nº 580 supracitada.	

Ativos adquiridos após 31 de dezembro de 2012	Os novos investimentos (reforços e melhorias) ocorridos após 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.	
Mudanças em encargos do Setor	Redução ou eliminação dos seguintes encargos regulatórios: Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.	
Mudança no modelo de negócios	Alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa será calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%. Alocação das cotas de garantia física de energia e de potência das usinas hidrelétricas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, a ser definida pela Aneel, que será destinada ao mercado regulado.	A tarifa (nova Receita Anual Permitida – RAP) será calculada de forma a cobrir os custos de operação e manutenção acrescida de remuneração, inicialmente de 10%.

Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012, apresentadas para fins de comparação, houve efeitos significativos oriundos destas alterações na Lei 12.783/2013 demonstrados como seguem:

Efeitos no resultado de 2012

	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Outros	Consolidado
Geração	(5.999.682)	(77.552)	-	(1.236.677)	(23.948)	(7.337.859)
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	(571.330)	(77.552)	-	(1.153.520)	-	(1.802.402)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(2.801.112)	-	-	-	(23.948)	(2.825.060)
Contratos onerosos	(1.508.042)	-	-	(83.158)	-	(1.591.200)
Parcela não recuperável de ativos - <i>impairment</i>	(1.119.198)	-	-	-	-	(1.119.198)
Transmissão	(2.245.560)	(608.586)	577.802	(830.359)	-	(3.106.703)
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	(2.119.910)	(608.586)	577.802	908.299	-	(1.242.395)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	-	-	-	(331.602)	-	(331.602)
Contratos onerosos	(84.139)	-	-	(1.407.056)	-	(1.491.195)
Parcela não recuperável de ativos - <i>impairment</i>	(41.511)	-	-	-	-	(41.511)
Distribuição	-	-	-	-	359.182	359.182
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	-	-	-	-	359.182	359.182
Total	(8.245.242)	(686.138)	577.802	(2.067.036)	335.234	(10.085.380)

Efeitos patrimoniais em 2012

Saldos em 31/12/2012 - antes dos efeitos da Lei 12.783/2013						Efeitos no resultado de 2012 da Lei 12.783/2013	Atualização monetária da indenização	Total dos ativos (passivos) após impactos da Lei 12.783/2013
Imobilizado	Intangível	Ativo financeiro	Contratos onerosos	Provisão / Impairment				
Geração								
Chesf	15.244.200	77.258	-	(711.375)	-	(5.999.682)	171.485	8.781.886
Eletronorte	10.355.757	47.569	-	(21.553)	(408.207)	(77.552)	1.093	9.897.107
Eletrosul	5.663.283	71.271	-	(959.000)	(198.645)	-	-	4.576.909
Furnas	18.276.844	1.024.012	-	-	(1.028.266)	(1.236.677)	22.841	17.058.754
Outras	1.729.606	1.819	-	-	(47.600)	(23.948)	-	1.659.877
Transmissão								
Chesf	-	-	8.040.558	-	-	(2.245.560)	31.746	5.826.744
Eletronorte	-	-	8.169.235	-	(28.168)	(608.586)	33.647	7.566.128
Eletrosul	-	159.577	4.169.939	-	(32.115)	577.802	39.715	4.914.918
Furnas	-	711	9.053.473	-	-	(830.359)	45.677	8.269.501
Distribuição								
Distribuidoras	1.410.976	837.779	4.236.765	(131.200)	-	359.182	-	6.713.502
Total	52.680.666	2.219.996	33.669.970	(1.823.128)	(1.743.001)	(10.085.380)	346.204	75.265.326

Para fins de apresentação os ativos administrativos foram alocados nas atividades de geração e distribuição.

Ativos de concessões prorrogadas cuja indenização ainda não foi homologada pelo Poder Concedente

Permanecem sem homologação pelo Poder Concedente as indenizações relacionadas a determinados ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes:

	31/12/2013	31/12/2012
Geração		
Modernizações e melhorias	1.483.540	1.483.540
Geração térmica	1.205.289	1.684.047
Transmissão		
Modernizações e melhorias (RBNI)	841.814	841.814
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	7.490.046	7.490.046
Efeito na investida CTEEP - RBSE	525.247	525.247
Total	11.545.936	12.024.694

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

Através das Resoluções Normativas 589 e 596, A Aneel, para fins de indenização, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) para os ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 ainda não depreciados (RBSE) e os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783. A administração da Companhia em dezembro de 2013 encaminhou à Aneel o cronograma de elaboração dos laudos desses ativos e ao longo do exercício de 2014 concluirá as avaliações a fim de obter a homologação.

Indenizações previstas pela Lei 12.783/2013

	31/12/2013	31/12/2012
Saldo inicial	14.437.272	-
Constituição do direito à indenização	-	14.091.068
Valores recebidos	(9.819.946)	-
Atualização monetária	878.852	346.204
Saldo final	5.496.178	14.437.272
 TOTAL CIRCULANTE	 3.476.494	 8.882.836
TOTAL NÃO CIRCULANTE	2.019.684	5.554.436
	5.496.178	14.437.272

NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

3.1. Base de preparação

A preparação de demonstrações financeiras 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 Sistema Eletrobras. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas estão divulgadas na Nota 4.

As demonstrações financeiras 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 (geradoras e transmissoras) ou pela Base de Remuneração Regulatória – BRR (distribuidoras). O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

(a) Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras 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).

(b) Demonstrações financeiras individuais

As Demonstrações Financeiras individuais da controladora foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as

Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são feitos tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas demonstrações financeiras consolidadas para chegar ao mesmo resultado e patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora. No caso das demonstrações financeiras individuais, às práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras 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 demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

(c) mudanças nas políticas contábeis e divulgações

(c.1) Normas novas e revisadas que afetam os valores apresentados e/ou divulgados nas demonstrações financeiras

No exercício corrente, a Companhia aplicou diversas normas novas e revisadas emitidas pelo IASB e pelo CPC, que entram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2013.

Normas novas e revisadas sobre consolidação, acordos conjuntos, coligadas e divulgações

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 são 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 (CPC 36 R3), IFRS 11 (CPC 19 R2), IFRS 12 (CPC 45), IAS 27 (revisada em 2011) / CPC 35 R3 e IAS 28 (revisada em 2011) / CPC 18 R2. As referidas normas foram adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2013 e foram contempladas nestas informações anuais, 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* – *JVs* ou Empreendimentos Controlados em Conjunto. A IFRS 11 aborda os negócios em conjunto 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 *joint operation* 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* devem 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 consolidação proporcional. Pela norma vigente, não há mais a faculdade pelo método de consolidação 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.

A administração revisou o nível de influência detida em suas investidas e nas investidas de suas controladas. Nos termos do CPC 19(R2)/IFRS 11, a Companhia concluiu possuir controle compartilhado sobre as seguintes companhias/SPEs, classificadas como *joint ventures*, procedendo com sua respectiva desconconsolidação:

Investidas de Furnas	
Baguaria Energia S.A. Brasventos Eolo Geradora Energia Brasventos Missaba 3 Geradora Centroeste de Minas Chapecoense Geração S/A Companhia Hidrelétrica Teles Pires Enerpeixe S.A. Goiás Transmissão S.A Inambari Geração de Energia Interligação Elétrica do Madeira S/A Madeira Energia S/A	Transenergia Goiás S.A. Transenergia Renovável S/A Transenergia São Paulo S.A. Companhia Transirape de Transmissão Companhia Transleste de Transmissão Companhia Transudeste de Transmissão MGE Transmissão Rei dos Ventos 3 Geradora Retiro Baixo Energética Serra do Facão Energia S/A

Investidas da CHESF	
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. Integração Transmissora de Energia S.A. Interligação Elétrica do Madeira S.A. ESBR Participações S.A. Manaus Transmissora de Energia S.A. Manaus Contrutora Ltda. Transmissora Delmiro Gouveia S.A. Norte Energia S.A. Pedra Branca S.A	São Pedro do Lago S.A. Sete Gameleiras S.A. Interligação Elétrica Garanhuns S.A. Usina de Energia Eólica Junco I S.A. Usina de Energia Eólica Junco II S.A. Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A. Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

Investidas da Eletronorte	
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A. Integração Transmissora de Energia S.A. Brasnorte Transmissora de Energia S.A. Transmissora Matogrossense de Energia S.A Manaus Transmissora de Energia S.A. Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. Brasventos Missaba 3 Geradora de Energia S.A. Norte Energia S.A. Manaus Construtora Ltda. Construtora Integração Ltda. Transnorte Energia S.A.

Investidas da Eletrosul	
Construtora Integração Ltda. Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. Marumbi Transmissora de Energia S.A. Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	ESBR Participações S.A. Teles Pires Participações S.A. Chuí Holding S.A. Livramento Holding S.A. Santa Vitória do Palmar S.A.

Investidas diretas da Eletrobras	
Inambari Geração de Energia S/A Itaipu Binacional Eólica Mangue Seco 2	Centrais Hidrelétricas de Centro América - CHC Norte Energia S.A.

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 , 1º de janeiro de 2012.

ATIVO	CONSOLIDADO			CONSOLIDADO		
	31/12/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	31/12/2012 reapresentado	01/01/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	01/01/2012 reapresentado
CIRCULANTE						
Caixa e equivalente de caixa	4.429.375	(1.927.860)	2.501.515	4.959.787	(1.849.943)	3.109.844
Caixa restrito	3.509.323	-	3.509.323	3.034.638	-	3.034.638
Títulos e valores mobiliários	6.622.611	(269.820)	6.352.791	11.252.504	(220.551)	11.031.953
Clientes	4.496.963	(414.268)	4.082.695	4.352.024	(282.622)	4.069.402
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	579.295	(261.002)	318.293	2.017.949	(746.584)	1.271.365
Financiamentos e empréstimos	1.976.191	635.639	2.611.830	2.082.054	540.250	2.622.304
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.240.811	-	1.240.811	1.184.936	-	1.184.936
Remuneração de participações societárias	118.790	48.407	167.197	197.863	17.960	215.823
Tributos a recuperar	1.391.882	106.844	1.498.726	1.104.322	(104.917)	999.405
Imposto de Renda e Contribuição Social	1.418.252	(191.247)	1.227.005	843.022	55.766	898.788
Direito de ressarcimento	7.115.200	186.960	7.302.160	3.083.157	415.449	3.498.606
Almoxarifado	454.635	(8.478)	446.157	358.724	(8.152)	350.572
Estoque de combustível nuclear	360.751	-	360.751	388.663	-	388.663
Indenizações - Lei 12.783/2013	8.882.836	-	8.882.836	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	252.620	(3.355)	249.265	195.536	(3.617)	191.919
Outros	1.493.009	(374.528)	1.118.481	1.607.493	(507.540)	1.099.953
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	44.342.544	(2.472.708)	41.869.836	36.662.672	(2.694.501)	33.968.171
NÃO CIRCULANTE						
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO						
Direito de ressarcimento	901.029	-	901.029	500.333	-	500.333
Financiamentos e empréstimos	7.747.286	5.185.677	12.932.963	7.651.336	5.342.343	12.993.679
Clientes	1.482.946	(226.261)	1.256.685	1.478.994	(183.814)	1.295.180
Títulos e valores mobiliários	404.337	(3.967)	400.370	398.358	(12.392)	385.966
Estoque de combustível nuclear	481.495	-	481.495	435.633	-	435.633
Tributos a recuperar	1.934.820	(197.414)	1.737.406	2.430.761	(137.417)	2.293.344
Imposto de Renda e Contribuição Social	4.996.806	(142.469)	4.854.337	3.343.525	(283.996)	3.059.529
Cauções e depósitos vinculados	2.829.912	(138.798)	2.691.114	2.316.324	(210.989)	2.105.335
Conta de Consumo de Combustível - CCC	521.097	-	521.097	727.136	-	727.136
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	44.834.877	(21.919.181)	22.915.696	46.149.379	(19.268.256)	26.881.123
Instrumentos financeiros derivativos	223.099	-	223.099	185.031	-	185.031
Adiantamentos para futuro aumento de Capital	4.000	66.423	70.423	4.000	-	4.000
Indenizações - Lei 12.783/2013	5.554.436	(1)	5.554.435	-	-	-
Outros	830.754	(183.072)	647.682	701.763	(97.032)	604.731
	72.746.894	(17.559.063)	55.187.831	66.322.573	(14.851.553)	51.471.020
INVESTIMENTOS	5.398.299	9.278.851	14.677.150	5.510.192	5.614.188	11.124.380
IMOBILIZADO	47.407.102	(17.912.269)	29.494.833	53.214.861	(11.662.496)	41.552.365
INTANGÍVEL	2.300.740	(1.096.177)	1.204.563	2.371.367	(1.083.487)	1.287.880
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	127.853.035	(27.288.658)	100.564.377	127.418.993	(21.983.348)	105.435.645
TOTAL DO ATIVO	172.195.579	(29.761.366)	142.434.213	164.081.665	(24.677.849)	139.403.816

	CONSOLIDADO			CONSOLIDADO		
	31/12/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	31/12/2012 reapresentado	01/01/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	01/01/2012 reapresentado
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	4.447.175	(3.109.896)	1.337.279	4.005.326	(2.367.462)	1.637.864
Debêntures	316.899	(315.594)	1.305	739.237	(739.237)	-
Passivo financeiro	52.862	734.253	787.115	-	-	-
Empréstimo compulsório	12.298	-	12.298	15.620	711	16.331
Fornecedores	7.490.802	(1.067.728)	6.423.074	6.338.102	(850.155)	5.487.947
Adiantamento de clientes	469.892	-	469.892	413.041	-	413.041
Tributos a recolher	886.312	(71.890)	814.422	815.236	4.540	819.776
Imposto de Renda e Contribuição Social	370.704	(56.816)	313.888	217.285	(86.876)	130.409
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.369.201	-	1.369.201	3.079.796	-	3.079.796
Remuneração aos acionistas	3.977.667	(25.399)	3.952.268	4.373.773	(23.264)	4.350.509
Créditos do Tesouro Nacional	131.047	-	131.047	109.050	-	109.050
Obrigações estimadas	1.444.992	(271.314)	1.173.678	802.864	(29.984)	772.880
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	-	5.988.698	1.955.966	-	1.955.966
Benefício pós-emprego	118.553	9.440	127.993	451.801	(5.435)	446.366
Provisões para contingências	267.940	(239.245)	28.695	240.190	(209.363)	30.827
Encargos Setoriais	1.308.152	(653.922)	654.230	1.218.768	(593.699)	625.069
Arrendamento mercantil	162.929	-	162.929	142.997	-	142.997
Concessões a pagar - Uso do bem Público	40.131	(38.261)	1.870	35.233	(35.233)	-
Instrumentos financeiros derivativos	185.031	-	185.031	269.718	(8.229)	261.489
Plano de readequação do quadro de pessoal	-	-	-	-	-	-
Outros	1.808.362	(408.803)	1.399.559	900.806	(50.946)	849.860
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	30.849.647	(5.515.175)	25.334.472	26.124.809	(4.994.632)	21.130.177
NÃO CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	45.204.025	(19.911.154)	25.292.871	38.408.352	(16.030.463)	22.377.889
Créditos do Tesouro Nacional	37.072	-	37.072	155.676	-	155.676
Debêntures	409.228	(341.213)	68.015	279.410	(279.410)	-
Adiantamento de clientes	830.234	-	830.234	879.452	-	879.452
Empréstimo compulsório	321.894	-	321.894	211.554	-	211.554
Obrigações para desmobilização de ativos	988.490	-	988.490	408.712	-	408.712
Provisões operacionais	1.005.908	-	1.005.908	843.029	-	843.029
Conta de Consumo de Combustível - CCC	2.401.069	-	2.401.069	954.013	-	954.013
Provisões para contingências	5.288.394	(188.005)	5.100.389	4.652.176	(211.008)	4.441.168
Benefício pós-emprego	4.628.570	(1.853.779)	2.774.791	2.256.132	(1.270.947)	985.185
Contratos onerosos	4.905.524	250.000	5.155.524	96.204	-	96.204
Obrigações de ressarcimento	1.801.059	-	1.801.059	1.475.262	-	1.475.262
Arrendamento mercantil	1.860.104	-	1.860.104	1.775.544	-	1.775.544
Remuneração aos acionistas	-	-	-	3.143.222	-	3.143.222
Concessões a pagar - Uso do bem Público	1.577.908	(1.506.728)	71.180	1.534.532	(1.471.102)	63.430
Adiantamentos para futuro aumento de capital	161.308	-	161.308	148.695	22.440	171.135
Instrumentos financeiros derivativos	291.252	-	291.252	197.965	(12.934)	185.031
Encargos Setoriais	428.501	(118)	428.383	385.724	6.410	392.134
Tributos a recolher	635.269	(14.872)	620.397	773.500	308.374	1.081.873
Imposto de Renda e Contribuição Social	779.615	(180.865)	598.750	1.129.022	(556.598)	572.425
Plano de readequação do quadro de pessoal	-	-	-	-	-	-
Outros	509.915	(499.457)	10.458	1.046.362	(201.829)	844.533
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	74.065.339	(24.246.191)	49.819.148	60.754.538	(19.697.067)	41.057.471
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	31.305.331	-	31.305.331	31.305.331	-	31.305.331
Reservas de capital	26.048.342	-	26.048.342	26.048.342	-	26.048.342
Reservas de lucros	10.836.414	524.811	11.361.225	18.571.011	524.811	19.095.822
Ajustes de avaliação patrimonial	-	208.672	208.672	220.915	-	220.915
Dividendo Adicional Proposto	433.962	-	433.962	706.018	-	706.018
Outros resultados abrangentes acumulados	(1.540.104)	(733.483)	(2.273.587)	(8.111)	(524.808)	(532.919)
Participação de acionistas não controladores	196.648	-	196.648	358.812	13.847	372.659
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	67.280.593	-	67.280.593	77.202.318	13.850	77.216.168
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	172.195.579	(29.761.366)	142.434.213	164.081.665	(24.677.849)	139.403.816

b) Efeitos da adoção das novas IFRSs nos resultados consolidados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012:

	CONSOLIDADO		
	31/12/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	31/12/2012 reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	34.064.477	(6.050.181)	28.014.296
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	8.439.302	(768.479)	7.670.823
Energia comprada para revenda	4.573.673	289.615	4.863.288
Encargos sobre uso da rede elétrica	1.763.953	(177.144)	1.586.809
Construção - distribuição	1.345.519	-	1.345.519
Construção - Transmissão	3.681.603	(1.721.129)	1.960.474
Combustível para produção de energia elétrica	708.711	(14.960)	693.751
Remuneração e ressarcimento	1.651.724	(983.801)	667.923
Depreciação	1.658.161	(129.469)	1.528.692
Amortização	117.053	43.216	160.269
Doações e contribuições	380.101	(1.099)	379.002
Provisões operacionais	5.326.991	(355.770)	4.971.221
Resultado a compensar de Itaipu	491.859	(491.859)	-
Outras	2.257.666	(443.550)	1.814.116
	32.396.316	(4.754.429)	27.641.887
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	1.668.161	(1.295.752)	372.409
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	767.534	404.497	1.172.031
Receita de aplicações financeiras	1.731.870	(165.995)	1.565.875
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	230.597	-	230.597
Atualizações monetárias	858.049	(137.233)	720.816
Variações cambiais ativas	421.013	39.546	460.559
Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13	326.379	(114.847)	211.532
Outras receitas financeiras	-	297.411	297.411
Despesas Financeiras			
Encargos de dívidas	(2.333.643)	649.856	(1.683.787)
Encargos de arrendamento mercantil	(412.152)	-	(412.152)
Encargos sobre recursos de acionistas	(572.322)	70.144	(502.178)
Outras despesas financeiras	(384.816)	38.528	(346.288)
	632.509	1.081.907	1.714.416
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	2.300.669	(213.844)	2.086.825
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	468.584	143.618	612.202
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	2.769.254	(70.227)	2.699.027
Efeitos - Lei 12.783/2013	(10.085.380)	-	(10.085.380)
RESULTADO OPERACIONAL APÓS DA LEI 12.783/2013	(7.316.126)	(70.227)	(7.386.353)
Imposto de renda	244.688	(312.559)	(67.871)
Contribuição social sobre o lucro líquido	145.786	412.727	558.513
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(6.925.652)	29.941	(6.895.711)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	(6.878.915)	29.940	(6.848.975)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	(46.737)	1	(46.736)

c) Efeitos da adoção das novas IFRSs na demonstração de fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012:

CONSOLIDADO			
	31/12/2012 anteriormente publicado	Efeito dos novos pronunciamentos	31/12/2012 reapresentado
ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	(7.316.126)	(100.166)	(7.416.292)
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:			
Depreciação e amortização	1.775.214	(86.253)	1.688.961
Variações monetárias/cambiais líquidas	(1.166.958)	(345.820)	(1.512.778)
Encargos financeiros	526.646	(160.462)	366.185
Receita de ativo financeiro	(3.148.842)	296.510	(2.852.332)
Resultado da equivalência patrimonial	(468.584)	(143.617)	(612.201)
Efeitos da Lei 12.783/2013	10.085.380	-	10.085.380
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	724.731	57.133	781.864
Provisão para contingências	564.909	14.942	579.851
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos / contrato oneroso	2.666.809	28.268	2.695.077
Provisão para perda com investimentos	187.741	-	187.741
Encargos da reserva global de reversão	367.741	-	367.741
Ajuste a valor presente / valor de mercado	(157.364)	(5.198)	(162.562)
Participação minoritária no resultado	70.814	(2)	70.812
Encargos sobre recursos de acionistas	572.322	(70.144)	502.178
Baixa de ativos	126.979	(126.979)	-
Instrumentos financeiros - derivativos	(143.117)	39.254	(103.863)
Outras	1.129.149	(45.934)	1.083.215
	13.713.570	(548.303)	13.165.267
(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais			
Contas a receber	(46.612)	(30.515)	(77.127)
Títulos e valores mobiliários	4.623.914	40.844	4.664.758
Direito de ressarcimento	(4.432.739)	228.489	(4.204.250)
Almoxarifado	(95.911)	326	(95.585)
Estoque de combustível nuclear	(17.950)	-	(17.950)
Ativo financeiro - concessões de serviço público	(434.334)	95.368	(338.966)
Outros	(91.309)	62.269	(29.040)
	(494.941)	396.781	(98.160)
Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais			
Fornecedores	1.045.106	(123.627)	921.479
Adiantamento de clientes	(47.733)	-	(47.733)
Arrendamento mercantil	(113.374)	217.866	104.492
Obrigações estimadas	653.483	(252.685)	400.798
Obrigações de ressarcimento	4.418.652	190.794	4.609.446
Encargos setoriais	132.161	(66.751)	65.410
Outros	302.958	(644.131)	(341.173)
	6.391.254	(678.534)	5.712.720
Caixa proveniente das atividades operacionais	12.293.757	(930.222)	11.363.535
Pagamento de encargos financeiros	(1.812.722)	941.967	(870.754)
Pagamento de encargos da reserva global de reversão	(257.580)	-	(257.580)
Recebimento de receita anual permitida	3.744.154	(129.331)	3.614.823
Recebimento de encargos financeiros	723.815	438.933	1.162.748
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(1.010.379)	15.133	(995.246)
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	636.719	(4.098)	632.621
Pagamento de previdência complementar	-	(308.011)	(308.011)
Pagamento de contingências judiciais	-	(503.932)	(503.932)
Depósitos judiciais	(491.175)	2.896	(488.279)
Caixa líquido das atividades operacionais	13.826.590	(476.665)	13.349.926
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	7.623.386	(4.380.235)	3.243.151
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(4.156.422)	1.905.557	(2.250.865)
Pagamento de remuneração aos acionistas	(5.032.645)	50.696	(4.981.948)
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	(110.745)	(10)	(110.755)
Empréstimo compulsório e reserva global de reversão	885.457	-	885.457
Outros	(110.622)	224.842	114.220
Caixa líquido das atividades de financiamento	(901.590)	(2.199.150)	(3.100.740)
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Concessão de empréstimos e financiamentos	(536.879)	-	(536.879)
Recebimento de empréstimos e financiamentos	1.834.949	(766.326)	1.068.623
Créditos de energia renegociados recebidos	313.865	(313.865)	-
Aquisição de ativo imobilizado	(10.386.236)	6.649.069	(3.737.167)
Aquisição de ativo intangível	(144.768)	23.055	(121.713)
Aquisição de ativos de concessão	(4.918.121)	1.577.244	(3.340.877)
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-	(4.090.940)	(4.090.940)
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-	(139.862)	(139.862)
Outros	381.778	(340.477)	41.301
Caixa líquido das atividades de investimento	(13.455.412)	2.597.898	(10.857.514)
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	(530.412)	(77.917)	(608.329)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	4.959.787	(1.849.943)	3.109.844
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	4.429.375	(1.927.860)	2.501.515
	(530.412)	(77.917)	(608.329)

(c.2) Normas novas e revisadas adotadas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas**Alterações à IFRS 7 (CPC 40 R1) - Divulgações - Compensação de Ativos Financeiros e Passivos Financeiros**

As alterações à IFRS 7 exigem que as entidades divulguem informações sobre direitos de compensação e acordos relacionados (como exigências de comunicados sobre garantias) para instrumentos financeiros segundo um acordo de compensação executável ou acordo similar.

Essa norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2013 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

IFRS 13 (CPC 46) Mensuração do Valor Justo

A IFRS 13 estabelece uma única fonte de orientações para mensurações do valor justo e divulgações sobre mensurações do valor justo. O escopo da IFRS 13 é amplo. As exigências sobre mensuração do valor justo da IFRS 13 aplicam-se a itens de instrumentos financeiros e itens de instrumentos não financeiros para os quais outras IFRSs exigem ou permitem mensurações do valor justo e divulgações sobre mensurações do valor justo, exceto operações de pagamentos baseados em ações que estão inseridas no escopo da IFRS 2 (equivalente ao CPC 10 (R1)), operações de arrendamento mercantil que estão inseridas no escopo da IAS 17 (equivalente ao CPC 06 (R1)) e mensurações que tenham algumas similaridades ao valor justo, mas não sejam valor justo (por exemplo, valor líquido realizável para fins de mensuração de estoques ou valor em uso para fins de avaliação de redução ao valor recuperável).

Essa norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2013 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

IAS 19 (CPC 33 R1) Benefícios aos Empregados (como revisada em 2011)

A IAS 19 (como revisada em 2011) muda a contabilização de planos de benefícios definidos e benefícios rescisórios. A mudança mais significativa refere-se à contabilização de mudanças em obrigações de benefícios definidos e ativos do plano. As alterações exigem o reconhecimento de mudanças em obrigações de benefícios definidos e no valor justo de ativos do plano quando ocorridas e, assim, eliminam a "abordagem de corredor" permitida pela versão anterior da IAS 19 (equivalente ao CPC 33 (R1)) e aceleram o reconhecimento dos custos de serviços passados. Todos os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes para que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão reconhecido no balanço patrimonial reflita o valor integral do déficit ou excedente do plano. Além disso, o custo dos juros e o retorno esperado sobre os ativos do plano usados na versão anterior da IAS 19 são substituídos por um valor de "juros líquidos" de acordo com a IAS 19 (como revisada em 2011), que é calculado aplicando a taxa de desconto ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. Além disso, a IAS 19 (como revisada em 2011) introduz certas mudanças na apresentação do custo de benefícios definidos, incluindo divulgações mais extensas.

Essa norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2013. A Companhia já adotava a forma de reconhecimento descrita acima, considerando que era uma das opções antes da revisão dos normativos acima descrita, desta forma não gerando impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

Alterações à IAS 1 (CPC 26 R1) Apresentação das Demonstrações Financeiras (como parte do Ciclo de Melhorias Anuais das IFRSs 2009 - 2011 emitidas em maio de 2012)

As alterações relevantes para a Companhia são as alterações à IAS 1 sobre quando é exigida a apresentação do balanço patrimonial no início do período mais antigo comparativamente apresentado (terceira coluna do balanço patrimonial) e as notas explicativas relacionadas. As alterações especificam que deve ser apresentada uma terceira coluna do balanço patrimonial quando: (a) uma entidade aplica uma política contábil retrospectivamente ou faz uma reapresentação ou reclassificação retrospectiva dos itens nas demonstrações financeiras; e (b) a aplicação, reapresentação ou reclassificação retrospectiva tem um efeito material sobre as informações na terceira coluna do balanço patrimonial. As alterações especificam que não são exigidas notas explicativas relacionadas para acompanhar a terceira coluna do balanço patrimonial.

No exercício corrente, a Companhia aplicou as IFRSs 10, 11 e 12 novas e revisadas conforme descritas acima que resultaram em efeitos materiais sobre as informações apresentadas no balanço patrimonial em 1º de janeiro de 2012. De acordo com as alterações à IAS 1, a Companhia apresentou o balanço patrimonial em 1º de janeiro de 2012 sem as notas explicativas relacionadas, exceto pelas exigências de divulgação da IAS 8 (equivalente ao CPC 23).

(c.3) Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

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.

Modificação as IFRS 9 e IFRS 7 – Data de aplicação mandatória da IFRS 9 e divulgações de transição.

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

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre a Companhia.

3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas

As seguintes políticas contábeis são aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas.

(a) Controladas

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades estruturadas) nas quais o Sistema Eletrobras detém o controle. O Sistema Eletrobras controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retorno variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Sistema Eletrobras. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Sistema Eletrobras deixa de ter o controle.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas. 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 demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Nas demonstrações contábeis 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 demonstrações financeiras consolidadas descritos anteriormente.

Os resultados das controladas adquiridas ou alienadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações 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 demonstrações financeiras 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 demonstrações contábeis consolidadas.

As demonstrações financeiras consolidadas refletem os saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2013, 31 de dezembro de 2012 e de 1º. de janeiro de 2012 (balanço patrimonial) e 31 de dezembro de 2013 e de 2012 (notas explicativas), e das operações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 da controladora, de suas controladas diretas e indiretas e de controle compartilhado. As demonstrações financeiras elaboradas em moeda funcional distinta da controladora são convertidas para a moeda de apresentação no Brasil, para fins de equivalência patrimonial e consolidação das demonstrações financeiras e as diferenças na taxa de câmbio são reconhecidas em ajustes acumulados de conversão.

As controladas e controladas em conjunto estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

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 acionistas não controladores no Patrimônio Líquido e na Demonstração do Resultado das empresas investidas consolidadas.

A Companhia utiliza os critérios de consolidação integral, conforme descrito no quadro abaixo. A participação é dada sobre o capital total da controlada.

<u>Controladas</u>	31/12/2013		31/12/2012	
	Participação		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%
Cerro Chato I*	-	-	-	90%
Cerro Chato II*	-	-	-	90%
Cerro Chato III*	-	-	-	90%
Uirapuru	-	75%	-	75%

**Empresas incorporadas (Vide Nota 3.2. (d))*

As demonstrações financeiras consolidadas incluem 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 os 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 Demonstrações Financeiras 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/da Companhia e seu valor puder ser mensurado de forma confiável.

As operações em conjunto são contabilizadas nas demonstrações financeiras para representar os direitos e as obrigações contratuais do Sistema Eletrobras. Dessa forma, os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados aos seus interesses em operação em conjunto são contabilizados individualmente nas demonstrações financeiras.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas demonstrações financeiras 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

Os acionistas da Eletronorte, em 30 de dezembro de 2013, aprovaram na Assembleia Geral Extraordinária a incorporação ao seu patrimônio neste exercício da Rio Branco Transmissora de Energia S.A., sociedade de propósito específico controlada da Companhia, visando simplificar a estrutura legal e reduzir os custos administrativos, operacionais e fiscais, e com objetivo de maximizar a sua eficiência. Como resultado desta incorporação a companhia Rio Branco Transmissora de Energia S.A foi extinta de pleno direito e a Companhia tornou-se sua sucessora.

A seguir, apresentamos os ativos e passivos líquidos da empresa incorporada:

**RIO BRANCO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL EM 30 DE DEZEMBRO DE 2013**

Balanço de incorporação			
Ativo		Passivo	
Circulante		Circulante	
Caixa e equivalente de caixa	8.899	Fornecedores	249
Direitos Realizáveis	3.372	Empréstimos e Financiamentos	16.336
		Obrigações Sociais e Tributárias	285
		Credores Diversos	1.106
Total do circulante	12.271	Total do circulante	17.976
Não Circulante		Não Circulante	
Ativo Financeiro	297.558	Empréstimos e Financiamentos	123.403
Depósitos Judiciais	106	Tributos e Contribuições Sociais Diferido:	3.918
Tributos diferidos	407	Provisões para Causas Judiciais	2
Imobilizado	38		
Total do não circulante	298.109	Total do não circulante	127.323
		Patrimônio Líquido	
		Capital Social	156.082
		Reservas	8.999
		Tota do Patrimônio Líquido	165.081
Total do Ativo	310.380	Total do Passivo e Patrimônio Líquido	310.380

3.3. Caixa e equivalente de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

3.4. Clientes e provisão para créditos de liquidação duvidosa

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e são reconhecidas inicialmente pelo valor

justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

O saldo inclui ainda o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado com base em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (Nota 7).

3.5. Conta de Consumo de Combustível – CCC

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 conta bancária vinculada, e às quotas não quitadas pelos concessionários. Os valores registrados no ativo são corrigidos pela rentabilidade da aplicação e representam um caixa restrito, não podendo ser utilizado para outros propósitos.

As operações com a CCC não afetam o resultado do exercício da Companhia.

3.6. Cauções e Depósitos Vinculados

Os montantes registrados destinam-se ao atendimento legal e/ou contratual. Estão avaliados pelo custo de aquisição acrescido de juros e correção monetária com base nos dispositivos legais e ajustados por provisão para perda na realização quando aplicável. Tais ativos são considerados como empréstimos e recebíveis, sendo que o resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.7. Almoxarifado

Os materiais em almoxarifado, classificados no ativo circulante, estão registrados ao custo médio de aquisição, que não excede ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. Os custos dos estoques são determinados pelo método do custo médio. O valor líquido de realização corresponde ao preço de venda estimado dos estoques, deduzido de todos os custos estimados para conclusão e custos necessários para realizar a venda.

3.8. Estoque de combustível nuclear

Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas termonucleares Angra I e Angra II, e são registrados pelo custo de aquisição.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, classificados contabilmente no ativo não circulante - realizável a longo prazo, apresentado na rubrica Estoque de Combustível Nuclear. Depois de concluído o processo de fabricação, a parcela relativa à previsão do consumo para os 12 meses subsequentes é classificada no ativo circulante.

O consumo dos elementos de combustível nuclear é apropriado ao resultado do exercício de forma proporcional, considerando a energia mensal efetivamente gerada em relação à energia total prevista para cada elemento do combustível. Periodicamente são realizados inventários e avaliações dos elementos de combustível nuclear que passaram pelo processo de geração de energia elétrica e encontram-se armazenados no depósito de combustível usado.

3.9. Imobilizado

A Companhia avaliou que parte dos ativos de geração, incluindo a geração nuclear e determinados ativos de uso corporativo não são qualificáveis como estando no escopo do ICPC 01 – Contratos de Concessão (Nota 3.13). Até 31 de dezembro de 2011, esses ativos foram demonstrados ao valor de custo, deduzidos de depreciação e pela perda por redução ao valor recuperável acumuladas. A partir de 31 de dezembro de 2012, amparada pelos seus contratos de concessão e nas regras aplicadas para indenização de ativos definidas pela Lei 12.783/2013 (Vide Nota 2.1) a Companhia considerou a reversão ao Poder Concedente do ativo líquido residual ao final da concessão do serviço público de geração de energia elétrica. Dessa forma, para os ativos não prorrogados, passou a adotar a premissa de que serão indenizadas pelo Valor Novo de Reposição (VNR) depreciado, calculado com base na metodologia, nos parâmetros e nos critérios básicos utilizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE no cálculo das indenizações das concessionárias diretamente afetadas pela Lei nº 12.783/2013, mantendo o menor valor entre o valor residual contábil e o VNR estimado. São registrados no caso de ativos qualificáveis os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados.

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis por expressar adequadamente o tempo de vida útil dos bens. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões, inclusive a supra mencionadas Lei, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no menor valor entre o VNR

ou o valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (Vide detalhes na Nota 16).

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado do exercício.

3.9.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, a variação cambial incorrida sobre os empréstimos e financiamentos considerando os seguintes critérios para capitalização:

- a) O período de capitalização ocorre quando o ativo qualificável encontra-se em fase de construção, sendo encerrada a capitalização de juros quando o item encontra-se disponível para utilização;
- b) Os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos e financiamentos vigentes na data da capitalização ou, para aqueles ativos nos quais foram obtidos empréstimos específicos, as taxas destes empréstimos específicos;
- c) Os juros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização;
- d) Os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil estimada determinados para o item ao qual foram incorporados.

Os ganhos sobre investimentos, decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos e financiamentos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável, são deduzidos dos custos com empréstimos e financiamentos elegíveis para capitalização, quando o efeito é material.

Todos os demais custos com empréstimos e financiamentos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

3.10. Contratos de concessão

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, firmados com o poder concedente (governo federal brasileiro), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os prazos das principais concessões estão descritas na Nota 2, e as alterações e efeitos decorrentes da Lei 12.783/2013 estão demonstrados na Nota 2.1.

I– Sistema de Tarifação

- a) O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela ANEEL e tais tarifas são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, considerando os investimentos prudentes efetuados e a estrutura de custos e despesas da empresa de referência. A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários, tendo como base o volume de energia consumido e a tarifa autorizada (Vide Nota 17 b).
- b) O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo estabelecida uma Receita Anual Permitida – RAP, atualizada anualmente por um índice de inflação e, sujeita a revisões periódicas para cobertura de novos investimentos e eventuais aspectos de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. Ressaltamos que esse sistema de tarifação foi alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (Vide Nota 2.1).
- c) O sistema de tarifação da geração de energia elétrica foi baseado, de forma geral, em tarifa regulada até 2004 e, após essa data, em conexão com as mudanças na regulamentação do setor, foi alterado de base tarifária para um sistema de preços, sendo que as geradoras de energia elétrica podem ter a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado, havendo nesse caso um preço-base, sendo o preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão. Adicionalmente as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos bilaterais de venda com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW). Ressaltamos que esse sistema de tarifação foi alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (Vide Nota 2.1).

II – Concessões de Transmissão e Distribuição

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

1) Distribuição de energia elétrica

- a) O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- b) O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o concessionário tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;

c) Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização determinada pela Base de Remuneração Regulatória - BRR depreciada (Ver Nota 2.1).

2) Transmissão de energia elétrica

a) O preço (tarifa) é regulado e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora de energia elétrica não pode negociar preços com usuários. Para alguns contratos, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano. Para os demais contratos, a RAP é atualizada monetariamente por índice de preços uma vez ao ano e revisada a cada cinco anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão de energia elétrica está sujeita a revisão anual devido ao aumento do ativo e de despesas operacionais decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações. Os níveis de tarifa (RAP) foram alterados a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (Vide Nota 2.1);

b) Os bens são reversíveis no final da concessão, com direito a recebimento de indenização (caixa) do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, determinado pelo valor novo de reposição - VNR. Ainda há ativos de concessões renovadas, pendentes de homologação da ANEEL, e, consequentemente, pendente de indenização, ver maiores detalhes na Nota 2.1.

II.1 - Aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de Concessão de Serviços, aplicável aos contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública:

a) Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;

b) Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;

c) Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Uma concessão público-privada apresenta, tipicamente, as seguintes características:

a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;

b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;

c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;

d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestruturas, ou de ambos;

e) As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de

acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

1) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis (geração e transmissão) ou disponível para venda (distribuição).

2) Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de crédito e demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

3) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo poder concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

- a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar sujeita à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

As concessões de distribuição de energia elétrica de suas controladas não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Para a atividade de transmissão de energia elétrica a Receita Anual Permitida - RAP é recebida das empresas que utilizam sua infraestrutura por meio de tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Essa tarifa resulta do rateio entre os usuários de transmissão de alguns valores específicos; (i) a RAP de todas as transmissoras; (II) os serviços prestados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e (iii) os encargos regulatórios.

O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, deste modo o risco de crédito é baixo.

Considerando que a Companhia não se encontra exposta a riscos de crédito e demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

III. Concessões de Geração

- a) Geração hidráulica e térmica – as concessões, não atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (Vide Nota 2.1), não estão no escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A única exceção refere-se à geração da Amazonas Energia que é destinada exclusivamente para a operação de distribuição e que possui um mecanismo tarifário específico. A partir de 1º de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até então fora do escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), passam a fazer parte do escopo de tais normativos, considerando a alteração no regime de preço, passando a ser tarifa regulada para essas concessões, nos moldes já aplicados a concessões de distribuição até então.
- b) Geração nuclear – Possui um sistema de tarifação definido, porém difere dos demais contratos de geração, por ser uma autorização e não uma concessão. Não há prazo definido para o fim da autorização bem como as características de controle significativo dos bens por parte do poder concedente ao final do período de autorização.

IV. Itaipu Binacional

- a) Itaipu Binacional é regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia;

b) A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta.

A infraestrutura foi classificada como um ativo financeiro levando-se em consideração os seguintes aspectos:

a) O fluxo financeiro foi estabelecido de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023;

b) A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia, porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em que foram previamente definidas as condições de pagamento.

c) Através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 foram sub-rogados à Companhia os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados até então por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Companhia, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Dívidas oriundas de comercialização de energia de Itaipu Binacional foram renegociadas junto à Companhia dando origem a contratos de financiamento. Tais contratos foram inicialmente registrados a valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos.

d) Os termos do tratado garantem o reembolso a Companhia mesmo nos casos de falta de capacidade de geração de energia ou problemas operacionais com a planta.

V. Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público.

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base na parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Os ativos de distribuição são remunerados com base na remuneração *Weighted Average Cost of Capital* – WACC (custo de capital) regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão e os de geração são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 (Vide Nota 2.1) e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiro que serão remunerados nos mesmos moldes das transmissoras, desde que a aquisição de tais ativos seja homologada pelo MME e ANEEL.

Estas contas a receber são classificadas entre circulante e não circulante considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

3.11. Intangível

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica (para a geração a infraestrutura

da Amazonas Energia, que possui vínculo exclusivo com a atividade de distribuição dessa mesma Companhia, também é classificada como intangível). O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*), quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica, considerando que os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

A Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade dos seus ativos utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, considerando que não há mercado ativo para os ativos vinculados à concessão. (Vide Nota 19).

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, mas incluem, também, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos, acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável.

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

3.11.1. Concessões Onerosas (Uso do Bem Público - UBP)

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Companhia e essas controladas ajustaram a valor presente esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

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

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

3.11.2. Gastos com Estudos e Projetos

Os gastos efetuados com estudos e projetos, inclusive de viabilidade e inventários de aproveitamento hidroelétricos e de linhas de transmissão, são reconhecidos como despesa operacional, quando incorridos, e até que se tenha a comprovação efetiva da viabilidade econômica de sua exploração ou a outorga da concessão ou autorização. A partir da concessão e/ou autorização para exploração do serviço público de energia elétrica ou, da comprovação da viabilidade econômica do projeto, os gastos incorridos passam a ser capitalizados como custo do desenvolvimento do projeto. Atualmente, a Companhia não possui valores capitalizados referentes a gastos com estudos e projetos.

3.12. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

Ao fim de cada exercício, a Companhia avalia se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda. Quando não é possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

O valor recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente por uma taxa de desconto, que reflita uma avaliação atual de mercado: do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

Se o valor recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa), em função da estimativa revisada de seu valor recuperável. Tal aumento não pode exceder o valor contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Em função do histórico de prejuízos operacionais das empresas de distribuição da Eletrobras, a Companhia efetua, anualmente, o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, resultando em um valor inferior àquele registrado contabilmente para algumas distribuidoras (Vide Notas 2.1 e 18). Adicionalmente, para as demais unidades de negócio é efetuado o teste de recuperabilidade através do fluxo de caixa descontado anualmente, sendo que essa avaliação é feita individualmente por cada contrato de concessão de geração e transmissão.

3.13. Ágio

O ágio resultante de uma combinação de negócios é demonstrado ao custo na data da combinação do negócio, líquido da perda acumulada no valor recuperável, se aplicável.

Para fins de teste de redução no valor recuperável, o ágio é alocado para cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia (ou grupos de unidades geradoras de caixa) que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Considerando que as operações de investimento da Companhia estão atreladas a operações que possuem contratos de concessão, o ágio decorrente da aquisição de tais entidades representa o direito de concessão com vida útil definida, sendo reconhecido como ativo intangível da concessão, e a amortização efetuada de acordo com o prazo de concessão.

3.14. Combinações de negócios

Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo. Tal valor justo é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos à Companhia e dos passivos assumidos pela Companhia, na data de aquisição, com os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pela Companhia em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data de aquisição, os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data da aquisição, exceto por:

- ativos ou passivos fiscais diferidos e ativos e passivos relacionados a acordos de benefícios com empregados que são reconhecidos e mensurados de acordo com a IAS 12 - Impostos sobre a Renda e IAS 19 - Benefícios aos Empregados (equivalentes aos CPC 32 e CPC 33), respectivamente;

- passivos ou instrumentos de patrimônio, relacionados a acordos de pagamento baseado em ações da adquirida ou acordos de pagamento baseado em ações de Grupo, celebrados em substituição aos acordos de pagamento baseado em ações da adquirida que são mensurados de acordo com a IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações (equivalentes ao CPC 10(R1)) na data de aquisição; e
- ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda conforme a IFRS 5 - Ativos Não Correntes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas (equivalente ao CPC 31) que são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver) sobre os valores líquidos, na data de aquisição, dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis. Se, após a avaliação, os valores líquidos dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis na data de aquisição forem superiores à soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver), o excesso é reconhecido imediatamente no resultado como ganho.

As participações não controladoras, que correspondam a participações atuais e, conferem aos seus titulares o direito a uma parcela proporcional dos ativos líquidos da entidade, no caso de liquidação, poderão ser, inicialmente, mensuradas pelo valor justo. Poderão também ser mensuradas com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação. Outros tipos de participações não controladoras são mensurados pelo valor justo ou, quando aplicável, conforme descrito em outra IFRS e CPC.

Quando a contrapartida transferida pela Companhia, em uma combinação de negócios, inclui ativos ou passivos resultantes de um acordo de contrapartida contingente, a contrapartida contingente é mensurada pelo valor justo, na data de aquisição. Adicionalmente, é incluída na contrapartida transferida em uma combinação de negócios. As variações no valor justo da contrapartida contingente, classificadas como ajustes do período de mensuração, são ajustadas retroativamente, com os correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o "período de mensuração" e relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição. O período de mensuração não poderá ser superior a um ano a partir da data de aquisição.

A contabilização subsequente das variações no valor justo da contrapartida contingente, não classificadas como ajustes do período de mensuração, depende da forma de classificação da contrapartida contingente. A contrapartida contingente classificada como patrimônio não é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes, de acordo com a IAS 39 (equivalente ao CPC 38), ou a IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes

(equivalente ao CPC 25), conforme aplicável, sendo o correspondente ganho ou perda reconhecido no resultado.

Quando uma combinação de negócios é realizada em etapas, a participação anteriormente detida pela Companhia na adquirida é reavaliada pelo valor justo na data de aquisição (ou seja, na data em que a Companhia adquire o controle) e o correspondente ganho ou perda, se houver, é reconhecido no resultado. Os valores das participações na adquirida, antes da data de aquisição, que foram anteriormente reconhecidos em "Outros resultados abrangentes" são reclassificados no resultado, na medida em que tal tratamento seja adequado caso essa participação seja alienada.

Se a contabilização inicial de uma combinação de negócios estiver incompleta no encerramento do período no qual essa combinação ocorreu, a Companhia registra os valores provisórios dos itens cuja contabilização estiver incompleta. Esses valores provisórios são ajustados durante o período de mensuração (vide acima), ou ativos e passivos adicionais são reconhecidos para refletir as novas informações obtidas relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição que, se conhecidos, teriam afetado os valores reconhecidos naquela data.

As combinações de negócios ocorridas até 31 de dezembro de 2008 foram contabilizadas de acordo com a instrução CVM 247/1996. Os ágios e deságios apurados nas aquisições de participações de acionistas não controladores após 1º de janeiro de 2009, data da adoção inicial do IFRS, são alocados integralmente ao contrato de concessão e reconhecidos no ativo intangível.

3.15. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos tributos correntes e diferidos. Adicionalmente, a opção de apuração dos impostos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real.

3.15.1. Tributos correntes

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas tributáveis ou despesas dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa da Companhia com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.15.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos, no final de cada período de relatório, sobre as diferenças temporárias entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e nas bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for

provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos tributos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Tributos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os tributos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em Outros Resultados Abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os tributos correntes e diferidos também são reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os tributos correntes e diferidos são originados da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.16. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma entidade da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.16.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

(a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

(a) For adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou

- (b) No reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados, que o Sistema Eletrobras administra em conjunto e, possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- (c) For um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de “hedge” efetivo.

Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

- (a) Tal designação eliminar ou reduzir, significativamente, uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- (b) O ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
- (c) Seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou
- (d) Fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado ao valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e despesas financeiras, na demonstração do resultado.

(b) Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

(c) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de

caixa, e outros) são inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

(d) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda e não classificados como:

- 1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- 2) Investimentos mantidos até o vencimento, ou
- 3) Empréstimos e recebíveis.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio, as receitas de juros calculadas utilizando o método de juros efetivos e os dividendos sobre investimentos em ações disponíveis para venda são reconhecidos no resultado. As variações no valor justo dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas em Outros resultados abrangentes. Quando o investimento é alienado ou apresenta redução do valor recuperável, o ganho ou a perda acumulado anteriormente reconhecido na conta de Outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.

3.16.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

No caso de investimentos de capital classificados como disponíveis para venda, uma queda relevante ou prolongada no valor justo do título, abaixo de seu custo, também é uma evidência de que os ativos estão deteriorados. Se, qualquer evidência desse tipo, existir para ativos financeiros disponíveis para venda, o prejuízo cumulativo será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Tal prejuízo cumulativo é medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por perda por valor recuperável, sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado. As perdas por valor recuperável reconhecidas na demonstração do resultado em instrumentos patrimoniais não são revertidas por meio da demonstração consolidada do resultado. Se, em um período subsequente, o valor justo de um instrumento da dívida classificado como disponível para venda aumentar, e o aumento puder ser objetivamente relacionado a um evento que ocorreu após a perda por perda por valor recuperável ter sido reconhecido no resultado, a perda por perda por valor recuperável é revertida por meio de demonstração do resultado.

Para certas categorias de ativos financeiros, tais como contas a receber, os ativos são avaliados coletivamente, mesmo se não apresentarem evidências de que estão registrados por valor superior ao recuperável, quando avaliados de forma individual. Evidências objetivas de redução ao valor recuperável para uma carteira de créditos podem incluir: a experiência passada da Companhia na cobrança de pagamentos e o aumento no número de pagamentos em atraso, após o período médio de recebimento, além de mudanças observáveis nas condições econômicas nacionais ou locais relacionadas à inadimplência dos recebíveis.

Para os ativos financeiros registrados ao valor de custo amortizado, o montante da redução ao valor recuperável registrado corresponde: à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontado pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o montante da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontado pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente provisionados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

Para ativos financeiros registrados ao custo amortizado, se em um período subsequente o valor da perda da redução ao valor recuperável diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente a um evento ocorrido após a redução ao valor recuperável ter sido reconhecida, a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio do resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se a redução ao valor recuperável não tivesse sido reconhecida.

3.16.3. Baixa de ativos financeiros

A Companhia baixa um ativo financeiro apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram ou são transferidos juntamente com os riscos e benefícios da propriedade. Se a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

3.16.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Sistema Eletrobras são classificados como passivos financeiros ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio. Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Sistema Eletrobras são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou outros passivos financeiros.

(a) Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação no curto prazo ou designados ao valor justo por meio do resultado. Os passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado.

(b) Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.16.5. Baixa de passivos financeiros

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

3.16.6. Contratos de garantia financeira

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Garantias financeiras são inicialmente reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo na data de emissão da garantia. Subsequentemente as obrigações em

relação a garantias são mensuradas pelo maior valor inicial menos a amortização das taxas reconhecidas, e melhor estimativa do valor requerido para liquidar a garantia. Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas e no o julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (Vide Nota 22).

3.16.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A Nota 44 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge*. (Vide item 3.16.9)

3.16.8. Derivativos embutidos

Os derivativos embutidos, em contratos principais não derivativos, são tratados como um derivativo, separadamente, quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3.16.9. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge* e os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

No início da relação de *hedge*, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de *hedge* e o item objeto de *hedge*, com seus objetivos na gestão de riscos e sua estratégia para assumir variadas operações de *hedge*. Adicionalmente, no início do *hedge* e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de *hedge* usado em uma relação de *hedge* é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de *hedge* atribuível ao risco sujeito a *hedge*.

Para os fins de contabilidade de *hedge*, a Companhia utiliza as seguintes classificações:

(a) *Hedges* de valor justo

Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo são registradas no resultado com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de *hedge* atribuíveis ao risco protegido. As mudanças no valor justo dos

instrumentos de *hedge* e no item objeto de *hedge*, atribuível ao risco de *hedge*, são reconhecidas na demonstração do resultado.

A contabilização do *hedge* é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. O ajuste ao valor justo do item objeto de *hedge*, oriundo do risco de *hedge*, é registrado no resultado a partir dessa data.

(b) *Hedges* de fluxo de caixa

A parte efetiva das mudanças no valor justo dos derivativos, que for designada e qualificada como *hedge* de fluxo de caixa, é reconhecida em outros resultados abrangentes. Os ganhos ou as perdas relacionados à parte não efetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

A contabilização de *hedge* é descontinuada quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. Quaisquer ganhos ou perdas reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio, naquela data, permanecem no patrimônio e são reconhecidos quando a transação prevista for finalmente reconhecida no resultado. Quando não se espera mais que a transação prevista ocorra, os ganhos ou as perdas acumulados e diferidos no patrimônio são reconhecidos imediatamente no resultado.

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para sua gestão de riscos financeiros, conforme descrito na Nota 44. Com data inicial em 1º de outubro de 2013, a Companhia adotou procedimentos de contabilidade de *hedge* conforme as disposições do CPC 38 (IAS 39) objetivando a redução da volatilidade nas demonstrações financeiras gerada pela marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos e maior transparência das atividades da Gestão de Risco da Companhia.

Na data inicial, a Companhia designou os seus hedges de taxas de juros como Hedge de Fluxo de Caixa, portanto, a variação efetiva do valor justo dos instrumentos de *hedge* será represada na conta de Outros resultados abrangentes. Conforme a dívida protegida é reconhecida no resultado financeiro, a variação de valor justo represada em Outros resultados abrangentes do *hedge* é reconhecida no resultado financeiro com base na taxa de juros efetiva. A cada trimestre são realizados testes de efetividade para avaliar se os instrumentos derivativos protegeram e se devem continuar protegendo efetivamente a dívida atrelada. Se durante o teste de efetividade houver parcela ineficaz, este valor será reconhecido imediatamente no resultado financeiro.

Cada relação de *hedge* é documentada de forma que seja identificada a dívida protegida, o derivativo designado, o objetivo, a estratégia da gestão de risco, os termos contratuais designados para Contabilidade de Hedge e a metodologia de aferição da eficácia prospectiva e retrospectiva.

3.17. Benefícios pós-emprego

3.17.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia e suas controladas patrocina vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos à estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida e variável. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

3.17.2. Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O

direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou a invalidez do mesmo enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.17.3 Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado pelo Sistema Eletrobras antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. O Sistema Eletrobras reconhece os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando o Sistema Eletrobras não mais puder retirar a oferta desses benefícios; e (ii) quando a entidade reconhecer custos de reestruturação que estejam no escopo do CPC 25/IAS 37 e envolvam o pagamento de benefícios de rescisão. No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 meses da data do balanço são descontados a valor presente.

3.18. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos, requeridos para a liquidação de uma provisão, podem ser recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.18.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto no pronunciamento IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas termonucleares. O objetivo de tal provisão é alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência. (Vide Nota 32).

3.18.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável. Nesse caso, tal contingência ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e os montantes envolvidos seriam mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais (jurisprudência).

3.18.3. 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.

3.19. Adiantamento para futuro aumento de capital

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pela taxa SELIC.

3.20. Capital social

As ações ordinárias e as ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais, diretamente atribuíveis à emissão de novas ações, são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquida de impostos.

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subsequentemente reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

3.21. Juros sobre o capital próprio e dividendos

Os juros sobre o capital próprio são imputados aos dividendos do exercício, sendo calculados tendo como limite uma porcentagem sobre o patrimônio líquido, usando a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP estabelecida pelo Governo Brasileiro, conforme exigência legal, limitado a 50% do lucro líquido do exercício ou 50% das reservas de lucro, antes de incluir o lucro do próprio exercício, o que for maior.

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, são apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada dividendos adicionais propostos.

3.22. Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- b) Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;
- c) Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e
- d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de hedge em hedge de fluxo de caixa.

3.23. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções e outras deduções similares.

3.23.1. Venda de energia e serviços

a) Geração e Distribuição

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica e de parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Para as concessões de geração renovadas à luz da Lei 12.783/2013, houve a alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa é calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%, sendo contabilizada a receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

b) Transmissão

1) Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro, até o final do período da concessão, auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) Receita de construção para as expansões que gerem receita adicional. Considerando que esses serviços são realizados por terceiros, a Companhia não apura margem de construção.

3.23.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido e desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita proveniente de ativo financeiro de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear, com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os

recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

3.24. Arrendamento

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem, substancialmente, todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Todos os demais contratos de arrendamento são classificados como operacionais.

Os pagamentos referentes aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa pelo método linear no período de vigência do contrato, exceto quando outra base sistemática é mais representativa para refletir o momento em que os benefícios econômicos do ativo arrendado são consumidos. Os pagamentos contingentes, oriundos de arrendamentos operacionais, são reconhecidos como despesa no exercício em que são incorridos.

Os ativos adquiridos através de contrato de arrendamento financeiro são depreciados com base na vida útil dos ativos.

3.25. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas, sistematicamente, no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas, com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não são destinadas a distribuição de dividendos.

3.26. Paradas programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas de usinas e linhas de transmissão são apropriados ao resultado no período em que forem incorridos.

3.27. Apuração do resultado do exercício

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

3.28. Lucro básico e lucro diluído

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuído aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações em circulação (total de ações menos as ações em tesouraria). O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas, de acordo com o CPC 41 (IAS 33).

3.29. Apresentação de relatórios por segmentos de negócio

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos relatórios operacionais são fornecidos para o principal tomador 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 pela tomada das decisões estratégicas da Companhia, que adota os seguintes segmentos:

- (I) Geração;
- (II) Transmissão;
- (III) Distribuição; e
- (IV) Administração.

Os resultados decorrentes das atividades de comercialização são apresentados juntamente com o segmento de geração.

3.30. Demonstração do valor adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição, durante determinado período. É apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte, apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada:

- Pelas receitas - receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas, inclusive de construção, e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Pelos insumos adquiridos de terceiros - custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização; e,
- Pelo valor adicionado recebido de terceiros - resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas.

A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

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 demonstrações financeiras, 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

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, 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 Nota 11).

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. Tais julgamentos podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com 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. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de concessão somente para as operações no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

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; e disponibilidade de recursos hídricos; além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de que a indenização está contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), para geração e transmissão e pelo valor da base de remuneração regulatória (BRR) para distribuição. Esses são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide prática contábil na Nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 19). Outra variável significativa é a taxa de desconto utilizada no desconto dos fluxos de caixa.

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

A Lei 12.783/2013, promulgada 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. Seguindo essa premissa, para as concessões já prorrogadas, foram mantidos valores a receber do poder concedente, relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, aos investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e aos ativos de geração térmica. Tais valores são objeto de homologação pela Aneel conforme divulgado na Nota 2.1. 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 à RBSE (Audiência Pública nº 101/2013). A Companhia adotou definiu o valor novo de reposição (VNR), como forma de mensuração do valor a ser indenizado pelo Poder Concedente, da parcela dos ativos de geração e transmissão não totalmente depreciada até o final da concessão. Para os ativos de transmissão foi definida a Base de Remuneração Regulatória – BRR para tal mensuração.

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, limitado ao prazo de concessão para as operações que estão no escopo do ICPC 01/IFRIC 12, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (Vide Nota 15).

IV. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. 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.

V. 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).

VI. 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. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis. (Vide Nota 31).

VII. 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.

VIII. 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.

IX. Contratos onerosos

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	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	9.296	10.826	393.541	278.595
Aplicações Financeiras	1.293.940	924.801	3.204.042	2.222.920
	1.303.236	935.627	3.597.583	2.501.515
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	194.708	2.099.394	194.708	2.099.394
Comercialização - Itaipu	7.534	619.206	7.534	619.206
Comercialização - PROINFA	677.559	790.723	677.559	790.723
	879.801	3.509.323	879.801	3.509.323
	2.183.037	4.444.950	4.477.384	6.010.838

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 4.034, de 30 de novembro 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, encontram-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.

Recursos da CCC – São os recursos arrecadados pelo fundo CCC pelos concessionários do serviço público de energia elétrica. A redução de R\$ 1.904.686 é decorrente da Lei 12.783 que extinguiu a obrigatoriedade da contribuição deste encargo pelos concessionários do serviço público de energia elétrica

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas aplicam recursos 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 CFT-E1 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	31/12/2013	31/12/2012
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.322.991	2.953.652
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	IPCA	70	77
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	388.840	1.424.455
Outros	-	-	-	1.116	-
TOTAL CIRCULANTE	-	-	-	1.713.017	4.378.184

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2013	31/12/2012
FINOR/FINAM	1.195	1.602
RENDIMENTOS DE PARCERIAS	-	146.728
PARTES BENEFICIÁRIAS	186.972	246.888
OUTROS	483	483
TOTAL NÃO CIRCULANTE	188.650	395.701

CONSOLIDADO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2013	31/12/2012
LFT	Banco do Brasil	Até 90 dias	SELIC	2.376.766	1.231.179
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	2.312.351	3.066.198
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	IPCA	811.931	51.869
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	555.873	1.486.130
OUTROS	-	-	-	38.987	517.415
TOTAL CIRCULANTE	-	-	-	6.095.908	6.352.791

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2013	31/12/2012
NTN- B	Banco do Brasil	-	IPCA	298	199
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/15	TR	357	630
FINOR/FINAM	-	-	-	1.195	1.602
RENDIMENTOS DE PARCERIAS	-	-	-	-	146.728
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	186.972	246.888
OUTROS	-	-	-	3.758	4.323
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	-	192.580	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. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia decidiu constituir uma PCLD sobre o valor do rendimento de parceria com a Tangará Energia, devido o risco de continuidade apresentado nas Demonstrações Financeiras da mesma.

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	
	31/12/2013	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	(465.603)	(405.687)
Valor presente	186.972	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\$ 247.332

(31 de dezembro de 2012 - R\$ 246.924), sendo apresentada como redutora do respectivo ativo.

NOTA 7 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					
	31/12/2013					31/12/2012
		Vencidos até		Créditos		
CIRCULANTE	A vencer	90 dias	+ de 90 dias	Renegociados	Total	Total
AES ELETROPOL	35.301	969	-	-	36.270	102.690
AES SUL	18.198	672	-	-	18.870	28.179
AMPLA	18.976	-	-	-	18.976	43.146
CEA	-	-	-	266.383	266.383	440.473
CEB	5.849	-	-	-	5.849	13.020
CEEE	26.246	268	-	-	26.514	38.585
CELESC	33.866	-	-	-	33.866	50.445
CELG	28.181	2.977	16.219	145.411	192.788	33.773
CELPA	21.002	2.100	9.168	24.858	57.128	82.816
CELPE	21.951	1.149	56	-	23.156	44.941
CEMAR	16.292	38	-	-	16.330	35.932
CEMIG	37.761	868	44	-	38.673	81.550
COELBA	26.530	1.166	3.979	-	31.675	73.712
COELCE	21.016	721	503	-	22.240	42.513
COPEL	56.742	674	-	-	57.416	111.758
CPFL	27.318	1.180	284	-	28.782	32.036
EBE	5.665	344	-	-	6.009	15.957
ELEKTRO	29.496	651	-	-	30.147	55.733
ENERGISA	12.335	538	829	-	13.702	69.292
ENERSUL	11.366	688	912	-	12.966	16.333
ESCELSA	12.954	419	60	-	13.433	22.211
LIGHT	37.873	345	607	-	38.825	85.494
RGE	10.575	167	550	-	11.292	6.816
Rolagem da Dívida	-	-	-	111.864	111.864	112.427
Comercialização CCEE	248.861	7.188	2.297	-	258.346	39.611
Uso da Rede Elétrica	198.455	3.318	66.621	-	268.394	565.237
PROINFA	338.550	18.584	92.318	-	449.452	477.104
Fornecimento não faturado	-	-	-	27.574	27.574	30.141
Consumidores	623.998	273.830	361.987	163.266	1.423.081	1.628.734
Poder público	82.404	56.798	217.198	150.394	506.794	716.714
Outros	325.208	1.666	254.913	198.204	779.991	848.893
(-) PCLD	-	-	(725.401)	(514.103)	(1.239.504)	(1.863.570)
	2.332.969	377.318	303.144	573.851	3.587.282	4.082.695
NÃO CIRCULANTE						
CELG	-	-	-	83.431	83.431	161.313
CELPA	-	-	-	56.158	56.158	70.669
CEA	-	-	-	150.451	150.451	399.302
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Rolagem da Dívida	-	-	12.493	1.042.562	1.055.055	1.029.718
Consumidores	-	-	-	323.021	323.021	259.321
Outros	-	-	14.111	6.062	20.173	116.289
(-) PCLD	-	-	(326.440)	(350.864)	(677.304)	(1.073.487)
	-	-	-	1.310.821	1.310.821	1.256.685
	2.332.969	377.318	303.144	1.884.672	4.898.103	5.339.380

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 no exercício de 2013 de R\$ 42.598 (31 de dezembro de 2012 – negativo em R\$ 60.122), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 449.452 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\$ 1.166.919 (R\$ 1.142.145 em 31 de dezembro de 2012).

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	
	31/12/2013	31/12/2012
Consumidores	473.400	868.525
Revendedores	1.149.848	1.031.219
CEA	-	743.753
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.916.808</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	338.313
(-) Reversão	(1.131.184)
(-) Baixa	(227.378)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>1.916.808</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\$ 743.753. 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 no valor de R\$ 267.619 em janeiro de 2014, (efetivamente recebida) e outra no valor de R\$ 152.287 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. Vide maiores informações sobre CEA na Nota 15.4 IV a.

A celebração de um acordo de acionista entre a Eletrobras e o governo do estado de Roraima, onde a Eletrobras assumiu a gestão da CERR, proporcionou que a CERR obtivesse junto à CEF um financiamento, cujo objetivo é a quitação de dívidas. Vide maiores informações sobre a CERR na nota 15.4 IV b.

O recebimento de faturas e parcelamentos em atraso no valor de R\$ 81.049 pela CERR junto à EDE Roraima, empresa do Sistema Eletrobras, ocasionou a reversão da PCLD em R\$ 81.911.

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício 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 e CERR.

As principais constituições de provisão no período ocorreram em Furnas no valor de R\$ 74.615 e Amazonas no valor de R\$ 52.914.

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

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 concessão, atualizado pelo IPCA, acrescido da remuneração pelo custo médio ponderado de capital (WACC) de 5,59% real ao ano. A atualização é contada a partir de 4 de dezembro de 2012, data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

O valor referente às indenizações a receber do poder concedente em função das alterações da Lei 12.783/2013 está demonstrada na Nota 2.1.

NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

31/12/2013								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Controladas								
FURNAS	5,96	20.776	286.641	3.143.882	-	-	-	-
CHESF	5,02	-	15.774	40.820	-	-	-	-
ELETROSUL	6,23	5.714	171.686	1.177.312	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,85	9.189	311.465	3.295.655	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	5,00	-	56.879	1.028.935	-	-	-	-
CGTEE	5,08	13.850	255.384	1.316.590	-	-	-	-
CEAL	8,05	4.125	152.320	464.900	-	-	-	-
BOA VISTA	7,79	209	6.057	19.548	-	-	-	-
CERON	8,54	3.815	111.107	379.608	-	-	-	-
CEPISA	7,71	7.671	182.317	596.060	-	-	-	-
ELETOACRE	8,26	817	38.630	118.627	-	-	-	-
AMAZONAS	7,60	8.942	467.396	736.736	-	-	-	-
		<u>75.108</u>	<u>2.055.656</u>	<u>12.318.673</u>		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
ITAIPU	7,11	-	1.605.271	10.282.335	7,11	-	1.605.271	10.282.335
CEMIG	5,07	1.783	76.362	264.361	5,07	1.783	76.362	264.361
COPEL	6,39	1.095	51.947	132.029	6,39	1.095	51.947	132.029
CEEE	5,00	417	6.882	48.947	5,00	417	6.882	48.947
AES ELETROPAULO	9,44	335.642	11.515	440	9,44	335.642	11.515	440
CELPE	5,00	164	10.096	22.209	5,00	164	10.096	22.209
CEMAT	5,00	49.692	333.377	-	5,00	49.692	333.377	-
CELTINS	5,00	23.431	116.558	-	5,00	23.431	116.558	-
ENERSUL	5,17	4.867	22.835	52.727	5,17	4.867	22.835	52.727
CELPA	5,00	71.060	158.518	327.086	5,00	71.060	158.518	327.086
CEMAR	2,92	1.728	66.030	318.517	2,92	1.728	66.030	318.517
CESP	5,09	175	5.603	25.362	5,09	175	5.603	25.362
COELCE	5,00	408	11.581	68.931	5,00	408	11.581	68.931
COSERN	5,00	45	2.289	6.692	5,00	45	2.289	6.692
COELBA	5,00	846	28.521	139.615	5,00	846	28.521	139.615
CELG	6,64	594	11.859	82.302	6,64	594	11.859	82.302
ESCELSA	5,00	331	13.099	53.146	5,00	331	13.099	53.146
GLOBAL	5,00	72.327	44.100	-	5,00	72.327	44.100	-
CELESC DIST.	5,00	1.137	44.552	136.147	5,00	1.137	44.552	136.147
OUTRAS	6,44	50.525	87.490	356.146	6,44	50.531	95.579	374.993
(-) PCLD		<u>(204.899)</u>	<u>(289.446)</u>	<u>-</u>		<u>(204.899)</u>	<u>(289.446)</u>	<u>-</u>
		<u>411.369</u>	<u>2.419.039</u>	<u>12.316.991</u>		<u>411.375</u>	<u>2.427.128</u>	<u>12.335.838</u>
		<u>486.477</u>	<u>4.474.695</u>	<u>24.635.664</u>		<u>411.375</u>	<u>2.427.128</u>	<u>12.335.838</u>

31/12/2012								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Controladas e								
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	-	-	-	-
ELETROACRE	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	-
CELTINS	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	50.679	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 de recursos setoriais e 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 6,44% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 43% do total da carteira (43% em 31 de dezembro de 2012). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 57% do saldo da carteira (57% em 31 de dezembro de 2012).

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	1.712.411	1.713.313	1.700.889	1.680.108	1.691.751	16.137.192	24.635.663
Consolidado	857.457	857.909	851.688	841.282	847.112	8.080.391	12.335.838

I – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

Em novembro de 1986 a Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A., obteve através do Contrato de Financiamento ECF 1.046/1986 empréstimo junto a Eletrobras.

No decorrer da execução do contrato surgiram questionamentos por parte do devedor acerca da periodicidade da correção monetária incidente sobre o valor financiado, tendo a Eletropaulo proposto Ação de Consignação em Pagamento contra a Eletrobras, em dezembro de 1988.

Em dezembro de 2010, a Eletrobras solicitou a iniciação do processo de liquidação na modalidade por artigos e, que por tal motivo, o processo foi submetido à análise da 5ª Vara Cível. Em julho de 2011 a 5ª Vara Cível determinou que a AES Eletropaulo e a CTEEP apresentassem suas respostas ao pedido da liquidação por artigos, o que foi respondido por ambas as empresas.

Em dezembro de 2012, a 5ª Vara Cível julgou a liquidação por artigos com base nos elementos trazidos aos autos e, ato contínuo, reconheceu a ELETROPAULO como a devedora da totalidade do débito.

Contra essa decisão foi manejado recurso de agravo por parte da Eletropaulo distribuído à Nona Câmara Cível em janeiro de 2013, tendo como principal pedido à necessidade de realização da prova pericial.

Em fevereiro de 2013 foi proferida decisão entendendo pela necessidade de realização de prova pericial, cassando, consequentemente a decisão do Juízo da 5ª Vara Cível.

Vale destacar que paralelamente a decisão acima, foi expedido mandado de pagamento em favor da Companhia quanto à parte incontroversa estando na iminência em receber.

Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença sendo apontada a devedora e sendo apurados valores a serem pagos pela AES Eletropaulo e CTEEP, a Eletrobras irá reiniciar o processo de execução contra as referidas empresas.

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

Caso sobrevenha decisão final desfavorável à AES Eletropaulo e/ou à CTEEP, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 1.896.067, (R\$ 1.750.868 em 31 de

dezembro de 2012), sendo R\$ 347.597 (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\$ 494.345 (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\$ 21.228 (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\$ 57.872 e R\$ 13.646 (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	146.710
(-) Reversões / baixas	(40.478)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	494.345

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício 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	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Eletrosul	62.811	15.613	-	-
Eletronorte	101.156	-	-	-
Eletropar	671	3.049	-	-
CGTEE	58.140	53.723	-	-
Itaipu	2.343	8.164	2.343	8.164
CEMAR	12.542	25.491	12.542	25.491
CELPA	-	27.513	-	27.513
CTEEP	70.460	-	70.460	-
Lajeado Energia	54.505	46.381	54.505	46.381
Enerpeixe	-	-	25.960	29.640
Baguari	-	-	1.837	9.729
Serra do Facão	-	-	2.289	-
Transenergia Renovável	-	-	9.904	-
Transenergia São Paulo	-	-	5.441	566
Goiás Transmissão	-	-	20.051	300
Chapecoense	-	-	17.054	-
IE Madeira	-	-	7.556	-
Manaus Construtora	-	-	9.377	2.970
EAPSA	-	-	3.379	3.090
Outros	17.316	15.371	25.362	13.355
	<u>379.943</u>	<u>195.304</u>	<u>268.059</u>	<u>167.197</u>

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

I. Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	541.377	872.776	640.509	1.050.394
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	13.347	13.777	126.207	79.054
ICMS a recuperar	-	-	25.078	19.986
Outros	-	-	47.972	349.292
	<u>554.724</u>	<u>886.553</u>	<u>839.766</u>	<u>1.498.726</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar	-	-	1.578.385	1.451.314
PIS/COFINS a recuperar	-	-	398.010	273.583
Outros	-	-	14.132	12.509
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.990.527</u>	<u>1.737.406</u>

II. Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	<u>1.545.376</u>	<u>1.088.491</u>	<u>1.940.005</u>	<u>1.227.005</u>
Ativo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	<u>299.117</u>	<u>1.754.333</u>	<u>3.010.574</u>	<u>4.854.337</u>
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	<u>342.236</u>	<u>335.427</u>	<u>533.713</u>	<u>598.750</u>
Imposto Diferido Ativo (Passivo) Líquido	<u>(43.119)</u>	<u>1.418.906</u>	<u>2.476.861</u>	<u>4.255.587</u>

III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Impostos diferidos ativos:				
Variação Cambial Passiva	22.434	386.223	22.434	386.223
Provisão de Juros sobre o capital próprio	38.257	147.547	38.257	147.547
Provisão para Contingências	105.170	453.169	661.139	1.072.323
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	37.390	174.359	245.371	406.972
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	22.942	148.253	22.981	148.289
Provisões Operacionais	-	-	275.462	366.276
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	46.064	302.687	1.165.061	2.025.855
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	26.860	-	373.576	-
Outros	-	142.096	206.293	300.853
Total Ativo	<u>299.117</u>	<u>1.754.334</u>	<u>3.010.574</u>	<u>4.854.338</u>
Impostos diferidos passivos:				
Obrigações de benefícios definidos	65.015	-	65.015	-
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	274.201	335.428	274.201	335.428
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	177.206	239.927
Outros	3.020	-	17.291	23.396
Total Passivo	<u>342.236</u>	<u>335.428</u>	<u>533.713</u>	<u>598.751</u>
	<u>(43.119)</u>	<u>1.418.906</u>	<u>2.476.861</u>	<u>4.255.587</u>

IV. Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Remensuração do valor justo de instrumentos de <i>hedge</i> contratados para <i>hedge</i> de fluxo de caixa	4.145	-	4.145	-
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	61.227	67.267	(24.018)	81.825
Remensuração de planos de benefícios definidos	(207.111)	177.030	(424.126)	806.030
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	(147.345)	656.416	154.915	12.858
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(289.084)	900.713	(289.084)	900.713

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, revelada em estudo técnico elaborado com base em premissas e cenários macroeconômicos, comerciais e tributários, que podem sofrer alterações no futuro.

A atual expectativa de resultados tributários futuros indica que a Companhia poderá se beneficiar parcialmente, do ponto de vista tributário, das diferenças temporárias existentes entre as bases de cálculo do imposto sobre ativos e passivos e os valores contábeis desses elementos nas demonstrações financeiras. Diante de tal fato no ano de 2013 foi realizada uma baixa no valor de R\$ 1.313.121 (Controladora) e R\$ 1.690.848 (Consolidado).

Tal expectativa é reflexo da tendência de queda no resultado financeiro, principal item tributável na composição do resultado da Companhia. Isso ocorre em virtude das recentes capitalizações realizadas, o que provocou a queda das receitas financeiras, assim como da observada redução do caixa.

Desse modo, e conforme o disposto no CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, a Companhia mantém reconhecido em seu ativo o montante de R\$ 299.117, na rubrica de “Imposto de Renda e Contribuição Social”, no ativo não circulante. Esse montante é decorrente de diferenças temporárias entre as bases de cálculo tributária e contábil, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social. A expectativa de realização desse ativo é apresentada a seguir:

	<u>31/12/2013</u>
Período de realização:	
2014	182.134
2015	102.203
2016	<u>14.780</u>
Total reconhecido no balanço patrimonial	<u><u>299.117</u></u>

V. ICMS, PIS/PASEP e COFINS a Recuperar Sobre Aquisição de Combustível

Os valores de PIS e COFINS a recuperar e ICMS a recuperar estão registrados no ativo não circulante na rubrica de tributos 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 R\$ 1.449.361 na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 12).

VI. Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento. Tal conceito passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições. Até a conclusão destas Demonstrações Financeiras, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas Demonstrações Financeiras, uma vez que a referida declaração de inconstitucionalidade somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

VII. Medida Provisória 627/2013

No dia 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 627 que revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) estabelece que a modificação ou a adoção de métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, que sejam posteriores à publicação desta MP, não terá implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria; (iii) inclui tratamento específico sobre potencial tributação de lucros ou dividendos; (iv) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e com base no que está em vigor atualmente, espera que a sua adoção antecipada, ou não, resulte em ajustes não relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia. A administração aguarda a evolução e tratativas das emendas ao texto da referida Medida Provisória para que possa decidir sobre sua adoção antecipada dentro dos prazos estabelecidos pela referida norma tributária.

Nossas avaliações consideram a melhor interpretação do texto corrente da MP, considerando a quantidade elevada de emendas propostas até o momento. É possível, que em sua conversão em lei, o texto seja alterado e nossas avaliações possam ser revistas à luz do texto definitivo, e por consequência, nossas conclusões.

NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	12.069.553	7.622.094
b. Energia nuclear	510.103	581.095
	<u>12.579.656</u>	<u>8.203.189</u>
Ativo circulante	10.910.073	7.302.160
Ativo não circulante	1.669.583	901.029
	<u>12.579.656</u>	<u>8.203.189</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	10.695.108	7.789.757
	<u>10.695.108</u>	<u>7.789.757</u>
Passivo circulante	8.377.400	5.988.698
Passivo não circulante	2.317.708	1.801.059
	<u>10.695.108</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\$ 12.069.553 (R\$ 7.622.094 em 31 de dezembro de 2012) e um

passivo de R\$ 10.695.108 (R\$ 7.789.757 em 31 de dezembro de 2012) de obrigações de ressarcimento.

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, a ser repassado para FURNAS, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição. A tarifa de referência foi definida no parágrafo 1º da citada Lei. Tais concessionárias são 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. Dessa forma, a Companhia possui um direito de ressarcimento de R\$ 510.103 (R\$ 581.095 em 31 de 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 a FURNAS, nos anos de 2013 a 2015, sendo recebido em 2013 o montante de R\$ 177.659.

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	
	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE		
Elementos prontos	343.730	360.751
	<u>343.730</u>	<u>360.751</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	216.856	109.153
Concentrado de urânio	85.025	143.116
Em curso - combustível nuclear	205.607	229.226
	<u>507.488</u>	<u>481.495</u>
	<u>851.218</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:

- a) 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;

- b) 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;
- c) 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	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Controladas				
Furnas	34.740	525.450	-	-
Chesf	-	-	277.800	34.525
Eletrosul	59.284	554.768	208.629	31.898
Eletronorte	16.065	220.240	-	-
CGTEE	4.147	160.949	-	-
Ceal	7.698	176.514	-	-
Ceron	233	162.798	-	-
Cepisa	15.631	430.282	-	-
Eletoacre	237.337	217.497	-	-
Amazonas	3.058	277.681	-	-
	<u>378.193</u>	<u>2.726.178</u>	<u>486.429</u>	<u>66.423</u>
Outros investimentos	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>
	<u>382.193</u>	<u>2.730.178</u>	<u>490.429</u>	<u>70.423</u>

Os valores apresentados no consolidado referem-se a adiantamentos efetuados para às SPE's.

NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	11.128.126	11.252.674	-	-
Chesf	11.258.430	11.622.439	-	-
Eletrosul	5.486.343	4.653.342	-	-
Eletronorte	11.872.900	10.543.614	-	-
Eletronuclear	5.829.246	6.345.704	-	-
Eletropar	118.790	136.549	-	-
CGTEE	-	210.190	-	-
Distribuidora Roraima	8.294	-	-	-
Distribuidora Alagoas	-	4.119	-	-
	45.702.129	44.768.631	-	-
b) Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto				
Itaipu	117.130	102.175	117.130	102.175
Mangue Seco II	17.058	17.006	17.058	17.006
CHC	29.119	28.584	29.119	28.584
Norte Energia	631.123	409.386	2.104.536	1.365.096
Inambari	9.148	9.250	9.148	15.890
CEEE-GT	544.711	738.009	544.711	738.009
Emae	148.553	252.316	153.960	261.499
CTEEP	913.440	739.735	931.580	753.512
Cemar	463.394	411.463	463.394	411.463
Lajeado Energia	232.907	540.819	232.907	540.819
Ceb Lajeado	83.644	79.672	83.644	79.672
CEEE-D	146.649	343.875	146.649	343.875
Paulista Lajeado	27.669	27.425	27.669	27.425
Rouar	18.427	-	18.427	-
Celipa	-	94.673	-	94.673
Cemat	334.294	507.251	334.294	507.251
Madeira Energia S.A.	-	-	2.506.082	1.870.691
ESBR Participações S.A.	-	-	2.752.140	1.879.649
Enerpeixe S.A.	-	-	525.379	514.735
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	685.927	514.112
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	525.558	476.619
Teles Pires Participações	-	-	525.582	92.988
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	462.170	388.108
Chapecoense Geração S.A.	-	-	345.387	303.627
Goiás Transmissão	-	-	131.579	101.646
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	195.154	188.861
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	-	-	185.970	97.060
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	167.403	6.301
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	160.151	147.902
Retiro Baixo Energia S.A.	-	-	113.181	110.078
MGE Transmissão	-	-	106.371	63.431
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	105.921	109.609
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	98.659	14.956
Livramento Holding S.A.	-	-	97.348	35.280
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	189.062	176.503
Cia. Hidrelétrica Teles Pires	-	-	-	89.816
Baguari Energia S.A.	-	-	92.437	89.239
Transenergia Renovável S.A.	-	-	78.241	107.865
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	75.656	63.037
Chuí Holding S.A.	-	-	75.210	33.606
Serra do Facão Energia S.A.	-	-	60.742	104.098
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	-	-	49.829	45.183
Outros	-	-	791.203	534.064
	3.717.266	4.301.639	16.316.568	13.446.013
SUBTOTAL	49.419.395	49.070.270	16.316.568	13.446.013
Mantidos a Valor Justo				
Celipa	17.435	-	17.435	-
Celesc	82.901	112.012	82.901	112.012
Cesp	148.568	124.380	148.568	124.380
Coelce	210.589	232.140	210.589	232.140
AES Tietê	577.435	713.398	577.435	713.398
Energisa	84.906	82.070	84.906	82.070
CELPE	21.149	24.159	21.149	24.159
CGEEP	27.371	30.201	27.371	30.201
COPEL	34.136	38.575	34.136	38.575
CEB	6.703	6.206	6.703	6.206
AES Eletropaulo	-	-	19.615	35.207
Energias do Brasil	-	-	16.861	18.556
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738
CPFL Energia	-	-	32.522	36.457
Outros	20.366	20.410	139.938	(35.313)
	1.253.297	1.405.289	1.441.867	1.439.786
SUBTOTAL	50.672.692	50.475.559	17.758.436	14.885.799
Provisão para perdas em investimentos	(343.442)	(208.649)	(343.442)	(208.649)
TOTAL	50.329.250	50.266.910	17.414.994	14.677.150

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
CELPA	-	122.185
INAMBARI	9.148	-
CEMAT	334.294	86.464
	<u>343.442</u>	<u>208.649</u>

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
CTEEP	816.980	1.047.648
EMAE	149.692	-
CEEE-GT	19.902	-
CEEE-D	19.997	-
	<u>1.006.571</u>	<u>1.047.648</u>

A Companhia quando da preparação de suas demonstrações financeiras 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

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2012	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
FURNAS	11.252.674	500.000	26.807	126	-	-	(651.482)	11.128.126
CHESF	11.622.439	-	100.100	-	-	-	(464.109)	11.258.430
ELETROSUL	4.653.342	554.840	123.142	236	-	(109.652)	264.434	5.486.342
ELETRONORTE	10.543.614	225.464	(10.092)	256	-	(101.156)	1.214.814	11.872.900
ELETRONUCLEAR	6.345.704	-	171.458	-	-	-	(687.915)	5.829.246
ELETROPAR	136.549	-	(10.687)	-	-	(8.690)	1.618	118.790
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CGTEE	210.190	74.695	89.401	(8)	-	-	(374.278)	0
ED ALAGOAS	4.119	200.962	(17.276)	-	-	-	(187.805)	-
ED RORAIMA	-	-	-	-	-	-	8.294	8.294
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	-
CEEE- GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.711
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	252.316	-	34.036	-	-	(555)	(137.244)	148.553
CTEEP	739.735	-	-	-	-	(70.460)	244.165	913.440
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE- D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	9.250	841	54	-	-	-	(996)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANGUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	52	17.058
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	409.386	228.000	-	-	-	-	(6.262)	631.123
ROJAR	-	17.788	1.071	-	-	-	(433)	18.427
TOTAL DE INVESTIMENTOS	49.070.267	1.707.918	303.456	610	(180.394)	(390.586)	(1.091.876)	49.419.395
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA								
ED PIAUI	(223.505)	477.107	(30.770)	-	-	-	(442.308)	(219.476)
ED RONDONIA	(72.768)	207.263	-	-	-	-	(323.150)	(188.655)
ED RORAIMA	(23.562)	-	2.712	-	-	-	20.850	-
AMAZONAS	(1.128.017)	279.254	11.089	-	-	-	(1.654.826)	(2.492.500)
ED ACRE	(54.035)	-	-	-	-	-	(143.489)	(197.524)
CGTEE	-	-	-	-	-	-	(97.718)	(97.718)
ED ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	(21.400)	(21.400)
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	(1.501.887)	963.624	(16.969)	-	-	-	(2.662.042)	(3.217.274)
LÍQUIDO	47.568.380	2.671.542	286.487	610	(180.394)	(390.586)	(3.753.918)	46.202.121
Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2012	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2012
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
FURNAS	13.237.136	-	(475.981)	-	-	(192.601)	(1.315.879)	11.252.674
CHESF	16.742.953	1.339.994	(247.109)	(1.685)	-	(893.837)	(5.317.877)	11.622.439
ELETROSUL	2.624.730	2.162.724	(110.703)	186	-	(89.081)	65.486	4.653.342
ELETRONORTE	10.199.453	1.125.949	(21.947)	59	-	(49.922)	(709.978)	10.543.614
ELETRONUCLEAR	6.520.292	-	(194.312)	-	-	-	19.724	6.345.704
ELETROPAR	169.135	-	(28.260)	-	-	(17.157)	12.831	136.549
ITAIPU BINACIONAL	93.790	-	8.385	-	-	-	-	102.175
CGTEE	334.348	432.966	(126.966)	41	-	(12.254)	(417.946)	210.190
CEAL	217.375	-	(126.189)	-	-	-	(87.067)	4.119
CERON	135.118	-	-	-	-	-	(207.886)	-
ELETROACRE	85.563	-	-	-	-	-	(85.563)	-
CELPA	171.370	-	-	-	-	-	(76.697)	94.673
CEEE- GT	701.628	-	51.370	-	-	13.562	(28.551)	738.009
CEMAT	522.614	-	-	-	-	6.275	(21.638)	507.251
EMAE	301.190	-	-	-	-	-	(48.874)	252.316
CTEEP	641.618	-	-	-	-	(108.026)	206.143	739.735
CEMAR	323.433	-	-	-	-	(41.197)	129.227	411.463
REDE LAJEADO	532.459	-	(24)	-	-	(65.292)	73.676	540.819
CEB LAJEADO	76.155	-	(20)	-	-	(10.651)	14.188	79.672
PAULISTA LAJEADO	27.654	-	-	-	-	(7.455)	7.227	27.425
CEEE- D	391.988	-	44.947	-	-	-	(93.060)	343.875
INAMBARI	9.738	679	185	-	-	-	(1.352)	9.250
CHC	19.090	10.029	1.886	-	-	-	(2.421)	28.584
EÓLICA MANGUE SECO	17.166	-	-	-	-	-	(159)	17.006
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	217.135	198.000	-	-	-	-	(5.750)	409.386
TOTAL DE INVESTIMENTOS	54.313.130	5.270.340	(1.224.737)	(1.399)	-	(1.467.637)	(7.892.197)	49.070.267
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA								
CEPISA	(185.154)	-	(1.863)	-	-	-	(36.488)	(223.505)
CERON	-	-	-	-	-	-	(72.768)	(72.768)
BOAVISTA	-	-	-	-	-	-	(23.562)	(23.562)
AMAZONAS	(286.994)	-	(11.821)	-	-	-	(829.203)	(1.128.018)
ELETROACRE	-	-	-	-	-	-	(54.035)	(54.035)
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	(472.148)	-	(13.684)	-	-	-	(1.016.056)	(1.501.888)
LÍQUIDO	53.840.982	5.270.340	(1.238.421)	(1.399)	-	(1.467.637)	(8.908.253)	47.568.380

O valor do passivo a descoberto está registrado na rubrica Provisão para passivo a descoberto em controladas.

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

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	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	0
CEEE- GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.712
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	261.499	-	35.274	-	-	(575)	(142.237)	153.961
CTEEP	753.512	-	-	-	-	(71.770)	249.838	931.580
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE- D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	15.890	1.402	54	(6.126)	-	-	(2.071)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANJUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	-	17.058
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	1.365.096	759.696	-	-	-	-	(20.255)	2.104.537
ROUAR	-	17.788	1.071	-	-	-	(433)	18.427
MADEIRA ENERGIA S.A.	1.870.691	654.069	-	-	-	-	(18.678)	2.506.082
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	1.879.649	950.000	133	-	-	-	(77.642)	2.752.140
ENERPEIXE S.A.	514.735	-	-	-	-	(85.960)	96.604	525.379
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	514.112	139.651	-	-	-	(7.556)	39.720	685.927
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	476.619	21.318	-	-	-	-	27.621	525.558
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	92.988	439.396	-	-	-	-	(6.802)	525.582
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	388.108	61.250	-	-	-	805	12.907	462.170
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	303.627	-	-	-	-	(48.808)	90.568	345.387
GOIÁS TRANSMISSÃO	101.646	51.499	-	-	-	(19.751)	(1.815)	131.579
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	188.861	-	-	-	-	(31.789)	38.082	195.154
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	97.060	88.772	-	-	-	-	138	185.970
TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	6.301	157.754	-	-	-	(1.440)	4.788	167.403
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	147.902	-	-	-	-	(4.837)	17.086	160.151
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	110.078	-	-	-	-	-	3.103	113.181
MGE TRANSMISSÃO	63.431	45.570	-	-	-	201	(2.831)	106.371
BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	109.609	-	-	-	-	-	(3.688)	105.921
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.	14.956	80.850	-	-	-	-	2.853	98.659
LIVRAMENTO HOLDING S.A.	35.280	73.031	-	-	-	-	(10.963)	97.348
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	176.503	-	-	-	-	(14.483)	27.042	189.062
CIA. HIDRELÉTRICA TELES PIRES	89.816	(89.816)	-	-	-	-	-	-
BAGUARI ENERGIA S.A.	89.239	-	-	-	-	(1.837)	5.035	92.437
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	107.865	1.960	-	-	-	(9.904)	(21.680)	78.241
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	63.037	-	-	-	-	-	12.619	75.656
CHUI HOLDING S.A.	33.606	41.797	-	-	-	-	(193)	75.210
SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.	104.098	-	-	-	-	(16.812)	(26.544)	60.742
TDG - TRANSMISSORA DELMIRO GOUVEIA S.A.	45.183	-	-	-	-	(2.152)	6.798	49.829
TOTAL DE INVESTIMENTOS	12.911.949	3.401.315	(168.026)	(6.126)	(180.394)	(416.741)	(16.609)	15.525.368
Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2012	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2012
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
ITAIPU BINACIONAL	93.790	-	8.385	-	-	-	-	102.175
CELPA	171.370	-	-	-	-	-	(76.697)	94.673
CEEE- GT	701.628	-	51.370	-	-	13.562	(28.551)	738.009
CEMAT	522.614	-	-	-	-	6.275	(21.638)	507.251
EMAE	312.150	-	-	-	-	-	(50.651)	261.499
CTEEP	641.618	-	-	-	-	(108.026)	219.920	753.512
CEMAR	323.433	-	-	-	-	(41.197)	129.227	411.463
REDE LAJEADO	532.459	-	(24)	-	-	(65.292)	73.676	540.819
CEB LAJEADO	76.155	-	(20)	-	-	(10.651)	14.188	79.672
PAULISTA LAJEADO	27.654	-	-	-	-	(7.455)	7.227	27.425
CEEE- D	391.988	-	44.947	-	-	-	(93.060)	343.875
INAMBARI	16.675	1.132	185	-	-	-	(2.102)	15.890
CHC	19.090	10.029	1.886	-	-	-	(2.421)	28.584
EÓLICA MANJUE SECO	17.166	-	-	-	-	-	(159)	17.006
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	724.746	659.736	-	-	-	-	(19.387)	1.365.096
MADEIRA ENERGIA S.A.	645.738	1.126.504	-	-	-	-	98.449	1.870.691
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	1.108.816	780.001	(463)	-	-	-	(8.705)	1.879.649
ENERPEIXE S.A.	536.652	-	-	-	-	(98.440)	76.523	514.735
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	359.756	135.240	-	-	-	-	19.116	514.112
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	310.354	180.085	-	-	-	-	(13.820)	476.619
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	35.595	332.220	8.536	-	-	(554)	12.311	388.108
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	276.365	-	-	-	-	(5.501)	32.763	303.627
GOIÁS TRANSMISSÃO	40.540	56.840	-	-	-	(300)	4.566	101.646
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	195.267	-	-	-	-	(24.021)	17.615	188.861
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	-	97.551	-	-	-	-	(491)	97.060
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	131.287	-	-	-	-	(153)	16.768	147.902
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	106.068	-	-	-	-	-	4.010	110.078
MGE TRANSMISSÃO	34.217	27.440	-	-	-	(201)	1.975	63.431
BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	105.661	-	-	-	-	-	3.948	109.609
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	157.112	-	-	-	-	(8.073)	27.464	176.503
CIA. HIDRELÉTRICA TELES PIRES	93.550	-	-	-	-	-	(3.734)	89.816
BAGUARI ENERGIA S.A.	90.346	-	-	-	-	(9.730)	8.623	89.239
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	70.821	32.830	-	-	-	-	4.214	107.865
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	47.047	4.799	-	-	-	-	11.191	63.037
CHUI HOLDING S.A.	-	33.887	-	-	-	-	(281)	33.606
SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.	145.463	-	-	-	-	(1.005)	(40.360)	104.098
TDG - TRANSMISSORA DELMIRO GOUVEIA S.A.	15.235	34.300	-	-	-	-	(4.352)	45.183
AMAPARI ENERGIA S.A.	34.105	-	-	-	-	(2.269)	7.354	39.190
TOTAL DE INVESTIMENTOS	9.112.530	3.512.594	114.802	-	-	(363.032)	424.718	12.801.611

15.4 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2013	31/12/2012
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	189.631	244.628
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	202.250	268.884
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	837.264	534.769
CEMAT	Equivalência Patrimonial	40,92%	232.872	206.254
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,23%	1.561.602	1.846.752
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	82.894	106.681
CELPA	Valor de mercado	1,15%	17.435	23.613
CELESC	Valor de mercado	10,75%	82.901	141.779
CESP	Valor de mercado	2,05%	148.568	153.571
COELCE	Valor de mercado	7,06%	210.589	226.711
AES Tietê	Valor de mercado	7,94%	577.435	713.399
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	27.371	30.162
ENERGISA S.A	Valor de mercado	3,29%	84.906	77.740
CELGP/AR	Valor de mercado	0,07%	345	391
CELPE	Valor de mercado	1,56%	21.149	35.212
COPEL	Valor de mercado	0,56%	34.136	37.856
CEB	Valor de mercado	3,29%	6.703	6.000
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	35.368	35.206
CPFL Energia	Valor de mercado	0,18%	Não divulgado - 27/03	36.456
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	19.385	18.556

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

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2013	31/12/2012
Guascor	Valor de mercado	4,41%	Não divulgado	Não divulgado
TANGARÁ	Valor de mercado	25,47%	19.932	19.932
CDSA	Valor de mercado	0,13%	368	367
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	58.364	58.364
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	303.276	303.276
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	22.532	22.532
Amapari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	40,07%	109.563	79.980
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	81.638	79.273
Baguari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	30,61%	301.961	291.514
Bom Jesus	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,71%	213.072	220.497
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	92.340	28.208
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	127.069	38.771
Cachoeira	Equivalência Patrimonial	49,00%	131	Não divulgado
Caldas Novas	Equivalência Patrimonial	49,90%	21.311	12.960
Camauá I	Equivalência Patrimonial	49,00%	231	Não divulgado
Camauá II	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
Camauá III	Equivalência Patrimonial	49,00%	169	Não divulgado
Camauá V	Equivalência Patrimonial	49,00%	251	Não divulgado
Central Eólica Famosa I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.822	Não divulgado
Central Eólica Pau Brasil S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.878	Não divulgado
Central Eólica Rosada S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.543	Não divulgado
Central Eólica São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.122	Não divulgado
Cervantes I	Equivalência Patrimonial	49,00%	169	Não divulgado
Cervantes II	Equivalência Patrimonial	49,00%	131	Não divulgado
Chapecoense Geração S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	863.468	759.068
Chui	Equivalência Patrimonial	49,00%	153.490	68.584
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	Equivalência Patrimonial	49,00%	35.980	48.561
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Equivalência Patrimonial	24,50%	Não divulgado	366.596
Construtora Integração Ltda	Equivalência Patrimonial	49,00%	91.649	82.265
Costa Oeste	Equivalência Patrimonial	49,00%	8.733	2.322
Energética Águas da Pedra S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	378.947	353.906
Energia dos Ventos I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	10.963	341
Energia dos Ventos II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	6.684	251
Energia dos Ventos III S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.880	310
Energia dos Ventos IV S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.327	441
Energia dos Ventos IX S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.731	341
Energia dos Ventos V S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.504	320
Energia dos Ventos VI S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	15.849	420
Energia dos Ventos VII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	16.000	441
Energia dos Ventos VIII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.463	320
Energia dos Ventos X S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	8.792	280
Enerpeixe	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.313.448	1.286.838
ESBR Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	6.880.352	4.699.124
Etau	Equivalência Patrimonial	27,40%	88.318	86.482
Extremoz Transmissora do Nordeste ETN S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	3.071	108
Fronteira Oeste	Equivalência Patrimonial	51,00%	10	Não divulgado
Goiás Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	460.188	207.441
Inambari Geração de Energia	Equivalência Patrimonial	19,60%	31.255	33.878
Integração Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	317.932	297.048
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.514.466	1.119.863
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	201.342	30.521
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	47.463	55.169
Livramento	Equivalência Patrimonial	49,00%	198.669	72.000
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.500	1.900
Madeira Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	39,00%	6.425.851	4.796.644
Manaus Construtora Ltda.	Equivalência Patrimonial	49,50%	18.116	79.024
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,50%	1.061.735	962.864
Marumbi	Equivalência Patrimonial	20,00%	5.755	2.850
MGE Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	217.084	129.451
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	943.204	792.059
Norte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	34,98%	4.212.159	2.732.162
Paranaíba	Equivalência Patrimonial	24,50%	72.657	Não divulgado
Pedra Branca S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	28.768	27.560
Pitumbu	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
Punaú I	Equivalência Patrimonial	49,00%	251	Não divulgado
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	83.460	36.384
Retiro Baixo Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	230.982	224.649
Santa Vitória do Palmar	Equivalência Patrimonial	49,00%	379.531	198.080
São Caetano	Equivalência Patrimonial	49,00%	269	Não divulgado
São Caetano I	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
São Galvão	Equivalência Patrimonial	49,00%	251	Não divulgado
São Pedro do Lago S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	30.852	28.770
Serra do Facão Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,47%	123.040	210.411
Sete Gameleiras S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	41.312	40.430
STN Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	398.274	385.431
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	101.690	92.209
Teles Pires Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	49,42%	1.064.632	363.628
Transenergia Goiás S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	5.022	5.127
Transenergia Renovável S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	159.676	220.133
Transenergia São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	101.290	63.908
Transirapé	Equivalência Patrimonial	24,50%	57.347	46.367
Transleste	Equivalência Patrimonial	24,00%	113.279	107.029
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	154.399	128.647
Transnorte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	76.698	53.467
Transudeste	Equivalência Patrimonial	25,00%	56.028	55.484
Triângulo Mineiro	Equivalência Patrimonial	49,00%	21.357	Não divulgado
TSBE	Equivalência Patrimonial	80,00%	209.254	7.876
TSLE	Equivalência Patrimonial	51,00%	33.139	32.904

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2013	31/12/2012
Usina Energia Eólica Caiçara I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	10.778	233
Usina Energia Eólica Caiçara II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	6.937	136
Usina Energia Eólica Junco I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	10.599	217
Usina Energia Eólica Junco II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	10.788	227
Vale do São Bartolomeu	Equivalência Patrimonial	39,00%	1.700	Não divulgado
Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.017	Não divulgado
Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.017	Não divulgado
Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.017	Não divulgado
Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.017	Não divulgado
Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.017	Não divulgado
Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.017	Não divulgado
Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.017	Não divulgado

15.5 Resumo das informações dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

I - Ativo e Passivo

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	31/12/2013				
		Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,00%	259.646	12.622	27.888	31.308	213.072
CEEE-D	32,59%	1.566.376	1.431.206	451.072	2.035.169	511.341
CEEE-GT	32,59%	468.606	2.734.020	234.429	1.235.724	1.732.473
Chapcoense Geração S.A.	40,00%	3.209.220	232.821	1.795.563	783.010	863.468
Cia Hidrelétrica Teles Pires	49,00%	3.137.772	839.665	2.659.699	255.366	1.062.372
CTEEP	35,23%	24.565	6.575.996	229.350	1.458.764	4.912.447
Energética Aguas da Pedra S.A	49,00%	750.921	144.460	442.144	43.390	409.847
Enerpeixe S.A.	40,00%	1.696.814	186.286	238.093	331.560	1.313.447
ESBR Participações S.A.	40,00%	16.808.946	1.342.317	10.179.844	933.548	7.037.871
Inambari Geração de Energia	49,00%	26.136	5.047	-	104	31.079
Integração Transmissora de Energia S.A	49,00%	624.947	20.725	212.154	115.586	317.932
Interligação Elétrica do Madeira S.A	49,00%	4.039.559	79.230	2.431.411	432.143	1.255.235
Itaipu	50,00%	37.786.710	2.303.927	32.432.831	7.423.546	234.260
Madeira Energia S.A	39,00%	18.827.952	1.695.658	11.893.204	2.204.556	6.425.850
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	2.076.820	177.653	876.820	315.918	1.061.735
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	2.440.038	105.802	1.097.930	507.405	940.505
Norte Energia S.A	50,00%	12.757.333	1.180.925	8.745.145	980.954	4.212.159
Serra do Facão Energia S.A	49,47%	2.000.042	74.699	516.965	1.434.736	123.040
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	49,00%	674.032	31.820	201.814	105.764	398.274
Outros		13.203.554	5.017.068	5.068.726	4.365.799	8.786.097

II - Resultado

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	31/12/2013					
	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	4.050	200	(861)	(353)	1.780	(557)
CEEE-D	2.263.719	136.400	(76.275)	3.278	(228.571)	(4.795)
CEEE-GT	735.508	161.302	(22.970)	27.290	(191.336)	(41.062)
Chapcoense Geração S.A.	567.286	15.792	(140.980)	(79.433)	161.601	(64.365)
Cia Hidrelétrica Teles Pires	112	-	(925)	-	(15.898)	-
CTEEP	822.235	302.321	(212.243)	181.951	31.921	7.339
Energética Aguas da Pedra S.A	118.849	3.619	(22.432)	(16.177)	31.452	(12.650)
Enerpeixe S.A.	424.737	12.195	(53.551)	(23.994)	219.218	(49.398)
ESBR Participações S.A.	126.857	3.219	(5.704)	20.859	(194.439)	(5.661)
Inambari Geração de Energia	-	55	-	-	(33.579)	(24)
Integração Transmissora de Energia S.A	71.428	1.349	(20.153)	(4.121)	33.999	(3)
Interligação Elétrica do Madeira S.A	784.981	9.691	(153.651)	(5.713)	11.092	-
Itaipu	8.199.764	54.459	(1.665.907)	-	2.565.210	-
Madeira Energia S.A	1.300.586	18.115	(323.895)	(12.548)	(47.738)	(230.612)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	311.705	5.937	(75.372)	(26.708)	63.601	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	546.395	9.936	(56.224)	(7.529)	14.441	-
Norte Energia S.A	-	85.047	(85.615)	18.394	(37.078)	(3.190)
Serra do Facão Energia S.A	252.057	4.278	(38.728)	(10.932)	(74.009)	(24.361)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	138.203	2.390	(29.923)	(18.872)	77.719	(114)
Outros	4.210.026	1.077.463	(577.747)	(152.657)	481.226	(34.304)

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 2009 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\$ 219.360 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 39.531), prejuízos acumulados de R\$ 583.356 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 374.151) e passivo a descoberto de R\$ 21.400 (patrimônio líquido de R\$ 4.118 em 31 de dezembro de 2012) 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\$ 311.403 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 24.541), prejuízos acumulados de R\$ 1.513.778 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.190.628) e passivo a descoberto de R\$ 188.654 (31 de dezembro de 2012 – 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\$ 176.070 (31 de dezembro de 2012 – 54.248), prejuízos acumulados de R\$ 1.441.479 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 999.171) e passivo a descoberto de R\$ 219.477 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 223.506) 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 (2.203,9 MW) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 2.950.392 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.949.330), prejuízos acumulados de R\$ 6.586.399 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 5.445.438) e passivo a descoberto de R\$ 2.492.502 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.128.019) e depende do suporte financeiro da Companhia. Está previsto para ocorrer em 2014, a desverticalização desta investida. Neste estudo está sendo considerada a transferência das atividades de geração para uma nova sociedade a ser criada no âmbito do Sistema Eletrobras.

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 - RR, válida até o ano de 2015. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 33.611 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 41.725), prejuízos acumulados de R\$ 674.534 (31 de dezembro de 2012

– R\$ 715.355) e patrimônio líquido de R\$ 8.294 (passivo a descoberto de R\$ 35.239 em 31 de dezembro de 2012) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização de energia elétrica 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\$ 19.921 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 39.422), prejuízos acumulados de R\$ 458.987 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 306.761) e passivo a descoberto de R\$ 209.552 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 57.325) 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 construção da usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia foi fornecida exclusivamente para a controlada FURNAS, mediante contrato de compra e venda de energia elétrica até 31 de dezembro de 2012. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009.

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 Administración Nacional de Electricidad - ANDE.

Seu objetivo é o aproveitamento dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde o Salto de Guaíra até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e operação de Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada de 14 milhões de MW. Em 2013 produziu um total de 98,6 milhões de MWh quebrando seu próprio recorde mundial de produção de energia, que ocorreu em 2012.

d) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF - 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. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 11 subestações e 19.344 Km de linhas de alta tensão.

e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte - 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 8.860,05MW e 6 usinas termelétricas, com capacidade de 479,97MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.340,02MW. 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 controlada detém o controle acionário da subsidiária integral Estação Transmissora de Energia S.A., além de participação societária em diversas Sociedades de Propósito Específico – SPE, de geração e transmissão de energia elétrica. Em 30 de dezembro de 2013, a subsidiária integral Rio Branco Transmissora de Energia S.A. foi incorporada. (Nota 3.2 item d).

f) Furnas Centrais Elétricas S.A.– FURNAS – 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, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. O sistema de produção de energia elétrica operado por FURNAS é composto por 9 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.996 MW, e 2 usinas termelétricas com 962 MW de capacidade, totalizando 9.958 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\$ 359.585 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 316.197).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2013 um prejuízo de R\$ 472.043, ante um prejuízo de R\$ 418.013 em 31 de dezembro de 2012. O resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 97.728 (patrimônio líquido de R\$ 210.210 em 31 de dezembro de 2012). Diante do quadro atual, a Companhia está em tratativas junto a Eletrobras para viabilizar ações que possibilitam a sua recuperação técnica e financeira e também está tendo todo o apoio financeiro da Eletrobras para sua manutenção operacional, bem como para execução dos investimentos futuros necessários.

III - Demais Empresas

a) Companhia Energética do Maranhão - CEMAR - 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 4 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 31 de dezembro de 2013 capital circulante líquido de R\$ 94.439 (31 de dezembro de 2012 – negativo em 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 31 de dezembro de 2013 de R\$138.019 (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 3 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027. A investida apresentava capital circulante líquido negativo em 31 de dezembro de 2013 de R\$ 925.515 (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.

A ANEEL através da Resolução Autorizativa no. 3.647 de 31 de agosto de 2012, determinou cautelarmente, a intervenção administrativa na CEMAT, por um prazo de 1(um) ano, contado da edição desta resolução, podendo ser prorrogada. Por meio da Resolução Autorizativa no. 4.282 de 20 de agosto de 2013, a ANEEL prorrogou pelo prazo de 2 (dois) anos, a intervenção administrativa na CEMAT, continuando inalteradas as disposições anteriores. 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).

Em 17 de dezembro de 2013, a ANEEL aprovou através do despacho nº 4.463/2013 o plano de recuperação judicial da CEMAT apresentado pelo Grupo Rede Energia que foi detalhado e atualizado pelo Grupo Energisa. A Companhia reconheceu uma provisão para perda em investimento na CEMAT em virtude do processo de recuperação judicial.

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 31 de dezembro de 2013, a investida apresentava capital circulante líquido positivo de R\$ 1.208.687 (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 31 de dezembro de 2013, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 199.510 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 1.166.329).

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 assumirá 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 obteve 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 CERR 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 obteve 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.

c) Celg Distribuição – CELG-D - Em 24 de abril de 2012 foram assinados Acordo de Acionistas e Acordo de Gestão entre a Eletrobras e o Governo do Estado de Goiás, no âmbito da Celgpar, com o propósito de permitir que a Eletrobras assuma a gestão da Celg Distribuição S/A (Celg D) através da sua representação majoritária no Conselho de Administração da distribuidora, com o fim de promover o saneamento financeiro da CELD D, como também implantar na concessionária melhores práticas de governança corporativa, mediante indicação de quadros para a Administração e Conselho Fiscal, e, dotá-la de instrumentais para atender o mercado cativo de sua área de concessão em padrões condizentes à normatização da ANEEL.

Ainda, através do Acordo de Acionistas e Acordo de Gestão acima citados, e de acordo com a lei 12.688/12, a ELETROBRAS poderá futuramente, caso a concessão se mostre viável economicamente diante da reestruturação de suas dívidas e governança corporativa, adquirir o controle acionário da CELG D, mediante a aquisição de 51% do capital votante da concessionária.

No entanto, o processo de alienação acima referido encontra-se condicionado ao cumprimento de algumas outras condições e obrigações pelas Partes envolvidas, incluindo por exemplo:

- Aprovação pela Assembléia Geral de Acionistas da ELETROBRAS;
- Definição do preço e condições de transação da operação mediante contratação e aprovação de laudo independente de avaliação da empresa;
- Conclusão de due diligences pela ELETROBRAS;
- Negociação da minuta do Contrato de Compra e Venda de Ações;
- Autorização do Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais, nos termos do artigo 6º, IV, a do Anexo I ao Decreto número 7.675 de 20.01.2012, e da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Em 29 de janeiro de 2014, a ELETROBRAS, CELGPAR e o Estado de Goiás assinaram um termo de entendimento a fim de reafirmar as seguintes condições para a continuidade do negócio:

- A participação acionária a ser adquirida pela ELETROBRAS será de até 51% das ações ordinárias da CELG D.
- O ESTADO E A CELGPAR obrigam-se a viabilizar a injeção de recursos pelo montante de até R\$ 1,9 bilhão na CELG D, concomitantemente a conclusão da transferência do controle à ELETROBRAS;
- Como condição à aquisição das ações pela ELETROBRAS os aportes deverão ser suficientes para tornar positivo o Patrimônio Líquido a mercado da CELG D;
- As partes obrigam-se a diligenciar no sentido de viabilizar a conclusão das avaliações da CELG D, segundo algumas condições definidas no termo;
- O ESTADO, a CELGPAR e a CELG D se obrigam a fornecer à ELETROBRAS todos os documentos por ela solicitados, necessários para a conclusão de sua avaliação.

Desta forma, a ELETROBRAS permanece, nesta data, a deter unicamente a participação acionária de 0,07% no capital social da CELGPAR, e entendemos não existir, em 31 de dezembro de 2013, como de fato ainda não se verificam todas as condições necessárias para que o controle da CELG D (conforme disposições do IAS 27R e CPC 36 R3 e da Lei 6404/76) tenha sido transferido para ELETROBRAS e, por consequência, a operação não satisfaz, neste momento, as condições estabelecidas no CPC 15 para consolidação das demonstrações financeiras da CELG D pela ELETROBRAS no exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

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 são os seguintes:

1 – Sistema de Transmissão Nordeste – STN

Parceiros – 1 – Chesf 49%; 2 – Alusa 51%

Objeto – LT 500 Hv, 546 vKm – Teresina/Fortaleza – em operação

2– Empresa Transmissora do Alto Uruguai – ETAU

Parceiros – 1 – Eletrosul 27,4%; 2 – Transmissora Aliança 52,6%; 3 – DME Energética 10%; 4 – CEEE-GT 10%

Objeto – LT 230 Kv, 187 Km – Campos Novos /Santa Marte – em operação

3 – Enerpeixe S.A.

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 – EDP 60%

Objeto – UHE Peixe Angical 452 MW – em operação

4 - Manaus Construtora Ltda.

Parceiros – 1 – Eletronorte 30,0%; 2 – Chesf 19,5; 3 - Abengoa Holding 50,5%

Objeto – LT 500KV Oriximá/Cariri, SE Itacoatiara 500/138KV e SE 500/230KV – em operação

5 - Uirapuru Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul 75%; 2 – Elos 25%

Objeto – LT 525KV, Ivaiorã/Londrina – em operação.

6 - Energia Sustentável do Brasil

Parceiros – 1 – Chesf 20%; 2 – Eletrosul 20%; 2 - GDF Suez Energy Latin America Ltda – 60%.

Objeto – UHE Jirau, com 3.750 MW – em operação.

7 - Norte Brasil Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul – 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 –Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. – 51%

Objeto – LT Porto Velho/Araraquara, trecho 02, 600KV – em fase pré-operacional.

8 – Estação Transmissora de Energia

Parceiro – Eletronorte 100%

Objeto - Estação Retificadora - corrente alternada/corrente contínua, e Estação Inversora - corrente contínua/corrente alternada, 600/500 KV - 2950 MW – em operação.

9 - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – Bimetal 26,99%; 3 – Alubar 10,76%; 4 – Linear 13,25%

Objeto - 2 linhas de transmissão em 230 KV, Coxipó / Cuiabá, com extensão de 25 km e Cuiabá / Rondonópolis, com extensão de 168 km – em operação

10 - Intesa - Integração Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Chesf 12%; 2 – Eletronorte 37%; 3 – FIP 51%

Objeto - LT 500kV, no trecho Colinas/ Serra da Mesa 2, 3º circuito – em operação

11 – Energética Águas da Pedra

Parceiros – 1 – Chesf 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Neoenergia S.A. 51%
Objeto – UHE Rio Aripuanã 261KW – em operação

12 – Amapari Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – MPX Energia 51%
Objeto – UTE Serra do Navio 23,33MW

13 - Brasnorte Transmissora de Energia

Parceiros - 1 – Eletronorte 49,71%; 2 – Terna Participações 38,70%; 3 – Bimetal Ind. e Com. de Produtos Metalúrgicos LTDA 11,62%
Objeto – LT Juba/Jauru 230 KV, com 129 Km de extensão; LT Maggi/Nova Mutum 230 KV, com 273 Km de extensão; SE Juba, 230/130 KV e SE Maggi, 230/138 KV – em operação.

14 - Manaus Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 30%; 2 – Chesf 19,50%; 3- Abengoa Concessões Brasil Holding 50,50%
Objeto - LT Oriximiná/Itacoatiara, circuito duplo, 500KV, com extensão de 374 KM, LT Itacoatiara/Cariri, circuito duplo 500KV, com extensão de 212 Km, Subestação Itacoatiara em 500/230 KV, 1.800MVA – em operação.

15 – Transleste

Parceiros – 1 - Furnas 24%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 25%; 4 – EATE 10%
Objeto LT Montes Claros/Irapé, 345 kV – em operação

16 - Transudeste

Parceiros – 1 – Furnas 25%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24%; 4 – EATE 10%
Objeto - LT Itutinga/ Juiz de Fora, 345 kV – em operação

17 – Transirapé

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24,50%; 4 – EATE 10%
Objeto - LT Irapé / Araçuaí, 230 kV – em operação

18 – Chapecoense

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 - CPFL 51%; 3 - CEEE-GT 9%
Objeto – UHE Foz do Chapecó, Rio Uruguai, 855MW – em operação

19 - Serra do Facão Energia

Parceiros - 1 – Furnas 49,47%; 2 - Alcoa Alumínio S.A. 34,97%, 3 - DME Energética S.A 10,09% e 4 - Camargo Corrêa Energia S.A. 5,46%.
Objeto - UHE Serra do Facão, 212,58 MW – em operação

20 - Retiro Baixo

Parceiros – 1 - Furnas 49%; 2 – Orteng 25,5%; 3 - Arcadis Logos 25,5%
Objeto - UHE Retiro Baixo, 82 MW – em operação

21 - Baguari Energia

Parceiros – 1 – Furnas 30,61%; 2- Cemig 69,39%
Objeto - UHE Baguari, 140 MW – em operação

22 - Centroeste de Minas

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Cemig 51%

Objeto - LT Furnas/Pimenta (MG), 345 kV – em operação

23 – Santo Antonio Energia

Parceiros – 1 - Furnas 39%; 2 - Odebrecht Investimentos 17,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações 12,4%; 4 – Cemig 10%; 5 - Fundos de Investimentos e Participações da Amazônia 20%; 6 - Construtora Norberto Odebrecht (1%).

Objeto - UHE Santo Antônio – em operação.

24 - IE Madeira

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Chesf 24,50%; 3 – CTEEP 31%

Objeto - LT Coletora Porto Velho/Araraquara, trecho 01, com 2.950 Km – em operação.

25 - Inambari

Parceiros – 1 – Furnas 19,60%; 2 – Eletrobras 29,40%; 3 – OAS 51%

Objeto – Construção UHE Inambari (Peru), e do sistema de Transmissão de uso exclusivo, interligando o Peru e Brasil, bem como a importação e exportação de bens e serviços – em fase pré-operacional.

26 – Transenergia

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – J. Malucelli 51%

Objeto - construção, implantação, operação e manutenção de linha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado Nacional Lote C

27 - Norte Energia S.A.

Parceiros – 1 – Eletrobras 15,00%; 2 – Chesf 15%; 3 - Eletronorte 19,98%; 4 - Petros 10%; 5 - Outros 40,02%

Objeto – UHE Belo Monte, no rio Xingu – em fase pré-operacional.

28 - Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Empresa francesa Votalia: 51%.

Objeto: Compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas Junco I e II, de 30 MW, cada, serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, e as usinas Caiçara I e II, de 30 MW e 21 MW, respectivamente, serão construídas no município de Cruz, no Estado do Ceará e totalizarão 111 MW de potência instalada- fase pré-operacional.

29 - Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A

Parceiros: 1 - Chesf 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista: 51%.

Objeto: construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 8,5 km; LT Secc. J. Camara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, CS, em 230 kV, com 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, em 230 kV, com 12,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV – fase pré-operacional.

30 - TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - ATP Engenharia Ltda.: 51%.

Objeto: Construção, implementação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da linha de transmissão São Luiz II, 230 Kv, com 156 Km de extensão – Maranhão, das subestações Pecém III em 500/230 Kv (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA)- Ceará- em fase pré-operacional.

31 - Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Brennand Energia 51%.

Objeto: Contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia, capacidade para gerar 30,0 MW, cada, em fase pré-operacional.

32 - Interligação Elétrica Garanhuns S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica, LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV, em fase pré-operacional.

33 - Chuí

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

34 - Livramento

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 41%; 3 - Fundação Elos: 10%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

35 - Santa Vitória do Palmar

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

36 - TSBE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 80%; 2 - Copel: 20%.

Objeto: LT 230 Kv- Nova Santa Rita- Camaquã 3- LT 230 Kv Camaquã 3- Quinta; LT 525 Kv Salto Santiago- Itá; LT 525 Kv Itá- Nova Santa Rita, em fase pré-operacional.

37 - TSLE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 51%; 2 - CEEE: 49%.

Objeto: LT 525 Kv Nova Santa Rita – Povo Novo; LT 525 Kv Povo Nova- Marmeleiro; LT 525 Kv Marmeleiro- Santa Vitória do Palmar. Seccionamento da LT 230 Kv Camaquã 3. Em fase pré-operacional.

38 - Marumbi

Parceiros: 1 - Eletrosul: 20%; 2 - Copel: 80%.

Objeto: LT 525 Kv Curitiba – Curitiba Leste (PR). Em fase pré-operacional.

39 - Costa Oeste

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Copel: 51%.

Objeto: LT 230 Kv Cascavel Oeste- Umuarama(PR). Em fase pré-operacional.

40 - Teles Pires Participações

Parceiros: 1 - Eletrosul: 24,70%; 2 - Neoenergia: 50,60%; 3- Furnas: 24,70%.

Objeto: Geração hidráulica, UHE Teles Pires, em fase de pré-operacional.

41 - Linha Verde Transmissora de Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%.

Objeto: LT Porto Velho - Samuel - Ariquemes - Ji-Paraná - Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com extensão de 987 Km, 230 kV – em fase pré-operacional.

42 - Transmissora Matogrossense

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimentos S.A. - 46%; 3 - Mavi Engenharia e Construções Ltda. - 5%

Objeto: LT Jaurú - Cuiabá (MT), com extensão de 348 Km e SE Jaurú, com 500 kV – em operação.

43 - Construtora Integração

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Eletrosul: 24,50%; 3 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%

Objeto: Empresa constituída para construção do empreendimento da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. – em operação.

44 - Transorte

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimento S.A.: 51%

Objeto: LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV – em fase pré-operacional.

45 - Brasventos Eolo Geradora Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 1 com 48,6 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

46 - Brasventos Miassaba 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Miassaba 3, com 50 MW de potência instalada, localizado no município de Macau, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

47 - Rei dos Ventos 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 3, com 48,6 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

48 - Luziana – Niquelândia Transmissora

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - State Grid Corporation of China: 51%.

Objeto: Instalações de transmissão compostas pela Subestação Niquelândia, com transformação 230/69 kV - (3+1) x 10 MVA, e pela Subestação Luziânia, com transformação 500/138 kV - (3+1) x 75 MVA – em fase pré-operacional.

49 - Energia dos Ventos I a X

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Alupar 50,99%; 3 - Empresas detentoras do direito dos estudos: 0,01%.

Objeto: Concessão para implantação e exploração de 10 Centrais Geradoras Eólicas e respectivas instalações de transmissão. Centrais de Geração Eólica, totalizando 230 MW instalados, municípios de Fortim e Aracatí - Ceará.

50 - Caldas Novas

Parceiros: 1 - Furnas: 49,90%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - Santa Rita: 12,525%; CEL Engenharia: 12,525%.

Objeto: Instalações de Transmissão da Rede Básica, compostas pela Subestação Corumbá, em 345/138 kV – 150 MVA- Caldas Novas – GO.

51 - Goiás Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 20%; 3 - J. Malucelli Energia: 31%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das linhas de transmissão Rio Verde Norte – Trindade; Trindade- Xavantes; Trindade- Região Centro Oeste.

52 - Madeira Energia S.A

Parceiros: 1 - Furnas: 39%; 2 - Odebrecht Energia: 18,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações S.A.: 12,4%; 4- CEMIG: 10%; 5- FIP: 20%.

Objeto: Construção e operação da UHE Santo Antônio- Porto Velho- RO.

53 - MGE Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 20%; 3 - J. Malucelli Energia: 31%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Mesquita – Viana 2- Viana 2- Viana e da SE Viana 2.

54 – Triângulo Mineiro

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção da LT Marimbondo II – Assis.

55 – Paranaíba

Parceiros: 1 – Furnas: 24,50%; 2 – COPEL: 24,50%; 3 – State Grid: 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Barreiras II – Rio das Águas – Luziânia – Pirapora.

56 – Central Eólica Famosa I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Eólico Famosa I, com 22,5 MW de potência instalada, localizado no município de Tibau, Rio Grande do Norte.

57 – Central Eólica Pau Brasil

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Pau Brasil, com 15 MW de potência instalada, localizado no município de Icapuí, Ceará.

58 – Central Eólica Rosada

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Rosada, com 30 MW de potência instalada, localizado no município de Tibau, Rio Grande do Norte.

59 – Central Eólica São Paulo

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Rosada, com 17,5 MW de potência instalada, localizado no município de Icapuí, Ceará.

60 – Vale do São Bartolomeu

Parceiros: 1 – Furnas: 39%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%; 3 – CELG DT: 10%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Luziânia – Brasília Leste; Samambaia – Brasília Sul – Brasília Geral.

61 – Punaú I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

Objeto: 7 Parques Eólicos no estado do Rio Grande do Norte, totalizando 132 MW.

62 – Carnaúba I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

63 – Carnaúba II

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

64 – Carnaúba III

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

65 – Carnaúba V

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

66 – Cervantes I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

67 – Cervantes II

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

68 – Bom Jesus

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

69 – Cachoeira

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

70 – Pitimbu

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

71 – São Caetano I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

72 – São Caetano

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

73 – São Galvão

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

74 – Companhia Energética Sinop S.A.

Parceiros: 1 – Eletronorte: 24,50%; 2 – Demais: 75,50%.

Objeto: Construção, implantação, operação, manutenção e exploração comercial da UHE SINOP – início das operações previsto para 2018.

75 – Rouar S.A.

Parceiros: 1 – Eletrobras: 50%; 2 – UTE: 50%

Objeto: 1 Parque Eólico em Colônia - Uruguai

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 que representam 6,58% (9,02% em 31 de dezembro 2012) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

CONTROLADORA			
31/12/2013			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	913.440	99,60%	909.786
EMAE	148.553	100,00%	148.553
CESP	148.568	99,44%	147.736
CEB	6.703	100,00%	6.703
AES TIETE	577.435	100,00%	577.435
COELCE	210.589	99,98%	210.547
CGEEP	27.371	100,00%	27.371
CEMAT	334.294	100,00%	334.294
CELPA	17.435	100,00%	17.435
CELPE	21.149	100,00%	21.149
CEEE - GT	544.711	28,61%	155.842
CEEE - D	146.649	100,00%	146.649
CELESC	82.901	99,97%	82.876
ENERGISA	84.906	90,61%	76.933
CEMAR	463.394	97,06%	449.770
SUBTOTAL	3.728.098		3.313.079
Outros Investimentos	46.601.152		-
TOTAL	50.329.250	6,58%	3.313.079

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.

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 (obrigações vinculadas às concessões) 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.

CONSOLIDADO					
31/12/2013					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	42.951.596	(18.396.555)	(488.501)	(2.699.425)	21.367.115
Administração	2.112.331	(1.179.851)	-	-	932.480
	<u>45.063.926</u>	<u>(19.576.405)</u>	<u>(488.501)</u>	<u>(2.699.425)</u>	<u>22.299.595</u>
Em curso					
Geração	7.059.539	-	-	-	7.059.539
Administração	679.380	-	-	-	679.380
	<u>7.738.919</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.738.919</u>
	<u>52.802.846</u>	<u>(19.576.405)</u>	<u>(488.501)</u>	<u>(2.699.425)</u>	<u>30.038.514</u>
CONSOLIDADO					
31/12/2012					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	38.643.192	(17.156.637)	(492.702)	(1.803.142)	19.190.711
Administração	2.139.463	(1.130.055)	-	-	1.009.408
	<u>40.782.655</u>	<u>(18.286.691)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(1.803.142)</u>	<u>20.200.119</u>
Em curso					
Geração	8.808.361	-	-	-	8.808.361
Administração	486.352	-	-	-	486.352
	<u>9.294.713</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.294.713</u>
	<u>50.077.368</u>	<u>(18.286.691)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(1.803.142)</u>	<u>29.494.833</u>

Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2012	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Impairment	Depreciação	Saldo em 31/12/2013
Geração / Comercialização							
Em serviço	37.524.420	224.330	4.121.201	(37.127)	-	-	41.832.824
Depreciação acumulada	(17.156.637)	-	-	-	-	(1.239.918)	(18.396.555)
Em curso	8.808.361	2.490.820	(4.158.791)	(80.851)	-	-	7.059.539
Arrendamento Mercantil	1.118.772	-	-	-	-	-	1.118.772
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.803.142)	-	-	-	(896.283)	-	(2.699.425)
	<u>28.491.774</u>	<u>2.715.150</u>	<u>(37.590)</u>	<u>(117.978)</u>	<u>(896.283)</u>	<u>(1.239.918)</u>	<u>28.915.155</u>
Administração							
Em serviço	2.139.463	18.580	76.702	(122.415)	-	-	2.112.331
Depreciação acumulada	(1.130.055)	-	-	-	-	(49.796)	(1.179.851)
Em curso	486.352	302.497	(102.026)	(7.443)	-	-	679.380
	<u>1.495.761</u>	<u>321.077</u>	<u>(25.324)</u>	<u>(129.858)</u>	<u>-</u>	<u>(49.796)</u>	<u>1.611.860</u>
(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão							
Reintegração Acumulada	19.697	-	-	-	-	-	19.697
Participação da União Federal	(177.802)	-	-	2.835	-	-	(174.967)
Participação da União, estados e Municípios	(19.389)	-	-	-	-	-	(19.389)
Reservas para Amortização	(81.998)	-	-	-	-	-	(81.998)
Outros	(233.210)	(2.997)	-	-	-	4.363	(231.844)
	<u>(492.702)</u>	<u>(2.997)</u>	<u>-</u>	<u>2.835</u>	<u>-</u>	<u>4.363</u>	<u>(488.501)</u>
TOTAL	29.494.833	3.033.230	(62.914)	(245.001)	(896.283)	(1.285.351)	30.038.514
	CONSOLIDADO						
	Saldo em 01/01/2012	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Impairment	Depreciação Efeitos da Lei nº 12.783/13	Saldo em 31/12/2012
Geração / Comercialização							
Em serviço	55.890.685	-	1.668.354	(3.382.339)	-	(368.592)	37.524.420
Depreciação acumulada	(24.518.240)	(347.564)	(280.390)	1.789.120	-	(1.026.227)	(17.156.637)
Em curso	8.727.409	2.699.966	(1.374.750)	(525.771)	-	(718.493)	8.808.361
Arrendamento Mercantil	1.165.388	-	-	-	-	(46.616)	1.118.772
Provisão p/ ajustes valor recuperação ativos - impairment	(836.208)	-	-	-	(966.934)	-	(1.803.142)
	<u>40.429.034</u>	<u>2.352.402</u>	<u>13.214</u>	<u>(2.118.990)</u>	<u>(966.934)</u>	<u>(1.441.435)</u>	<u>28.491.774</u>
Administração							
Em serviço	2.349.747	35.959	(138.157)	(108.085)	-	-	2.139.463
Depreciação acumulada	(1.326.834)	(20.255)	273.556	38.505	-	(95.026)	(1.130.055)
Em curso	486.352	-	-	-	-	-	486.352
	<u>1.509.264</u>	<u>15.704</u>	<u>135.399</u>	<u>(69.580)</u>	<u>-</u>	<u>(95.026)</u>	<u>1.495.761</u>
(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão							
Reintegração Acumulada	16.872	-	-	-	-	2.825	19.697
Participação da União Federal	(177.829)	-	-	-	-	27	(177.802)
Participação da União, estados e Municípios	(19.389)	-	-	-	-	-	(19.389)
Reservas para Amortização	(81.998)	-	-	-	-	-	(81.998)
Outros	(123.594)	(113.045)	-	(23.930)	-	4.917	(233.210)
	<u>(385.938)</u>	<u>(113.045)</u>	<u>-</u>	<u>(23.930)</u>	<u>-</u>	<u>7.769</u>	<u>(492.702)</u>
TOTAL	41.552.360	2.255.061	148.613	(2.212.500)	(966.934)	(1.528.692)	29.494.833

Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	31/12/2013		31/12/2012	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,46%	12.445.776	2,51%	11.923.482
Nuclear	0,08%	3.356.493	0,08%	3.080.265
Térmica	2,43%	2.493.879	3,08%	2.076.971
Eólica	4,00%	42.989	4,00%	21.749
Comercialização	3,15%	57.417	2,29%	54.170
		<u>18.396.554</u>		<u>17.156.637</u>
Administração	7,28%	1.179.851	6,76%	1.130.055
		<u>1.179.851</u>		<u>1.130.055</u>
Total		<u>19.576.405</u>		<u>18.286.691</u>

NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	8.245.051	7.154.941
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	<u>6.476.898</u>	<u>7.184.041</u>
	14.721.949	14.338.982
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	<u>5.247.686</u>	<u>4.595.947</u>
	5.247.686	4.595.947
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	<u>1.483.539</u>	<u>1.483.540</u>
	<u>1.483.539</u>	<u>1.483.540</u>
	<u>21.453.174</u>	<u>20.418.469</u>
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	<u>3.418.865</u>	<u>2.028.405</u>
	<u>3.418.865</u>	<u>2.028.405</u>
Total do ativo financeiro	<u>24.872.039</u>	<u>22.446.874</u>
Ativo Financeiro – Circulante	1.168.002	318.293
Passivo Financeiro – Circulante	-	(787.115)
Ativo Financeiro – Não Circulante	23.704.037	22.915.696
Total do ativo (passivo) financeiro	<u>24.872.039</u>	<u>22.446.874</u>

I – Ativo Financeiro de Itaipu

	Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012
Contas a Receber	2.369.637	1.459.221
Direito de Ressarcimento	984.210	849.724
Fornecedores de Energia - Itaipu	(1.457.677)	(1.468.505)
Obrigações de ressarcimento	(1.136.737)	(1.627.555)
Total ativo (passivo) circulante	<u>759.433</u>	<u>(787.115)</u>
Contas a Receber	790.448	894.847
Direito de Ressarcimento	4.977.321	4.919.758
Obrigações de ressarcimento	(3.108.337)	(2.999.085)
Total ativo (passivo) não circulante	<u>2.659.432</u>	<u>2.815.520</u>

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 as distribuidoras, 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\$ 4.977.321 em 31 de dezembro de 2013, equivalentes a US\$ 2,125,244 (31 de dezembro de 2012 – R\$

4.919.758, equivalentes a US\$ 2,407,516), dos quais R\$ 3.108.337 equivalente a US\$ 1,318,209, 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 exercício de 2013 o equivalente a 134.839 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.

No exercício de 2013, a atividade foi superavitária em R\$ 85.649 (R\$ 280.029 deficitária em 31 de dezembro de 2012), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

b – Revisões Tarifárias Periódicas

As distribuidoras controladas pela Eletrobras passaram no exercício de 2013 pelo processo do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária-3RTP (3º Ciclo).

O processo de revisão tarifária tem como objetivo a reposição tarifária e a remuneração sobre os investimentos prudentes. Para o cálculo do reposicionamento tarifário, a ANEEL define: os custos operacionais eficientes, a partir da atualização dos custos operacionais definidos no último ciclo, os investimentos prudentes, que compõem a Base de Remuneração Regulatória, o nível de perdas regulatórias a serem repassadas aos consumidores e os custos não gerenciáveis.

Como resultado dessa revisão a ANEEL declarou o valor total da Base de Remuneração Regulatória – BRR para fins do 3º Ciclo de Revisão Tarifária para as distribuidoras da Companhia:

	Amazonas	Ceron	Cepisa	Eletroacre	Ceal	Boa Vista
Base de Remuneração Líquida	1.461.655	374.753	317.736	218.033	443.837	142.272
Taxa de Depreciação	3,31% a.a.	3,75% a.a.	3,99% a.a.	3,75% a.a.	3,97% a.a.	3,98% a.a.

A Companhia reconheceu o *impairment* de R\$ (1.089.746) como resultado do processo de análise e conciliação dos valores determinados pela ANEEL com os valores contábeis. (Vide Notas 19 e 43).

II - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 21.453.174 (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 e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO					
	SALDO EM 31/12/2012	ADIÇÕES	BAIXAS	IMPAIRMENT	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	669.007	29.256	(749)	-	(147.061)	(377.676)
Em serviço	567.706	11.457	(749)	-	(147.061)	(361.967)
Ativo Intangível	841.268	11.457	(749)	-	-	(361.771)
Amortização acumulada	(217.156)	-	-	-	(147.061)	-
Obrigações especiais	(56.406)	-	-	-	-	(196)
Impairment	-	-	-	-	-	-
Em curso	101.301	17.799	-	-	-	(15.709)
Ativo Intangível	116.053	17.904	-	-	-	(15.871)
Obrigações especiais	(14.752)	(105)	-	-	-	162
Vinculados à Concessão - Distribuição	190.555	42.576	(61.051)	256.210	(33.138)	(175.075)
Em serviço	134.022	(92)	(61.051)	174.694	(34.131)	(122.558)
Ativo Intangível	1.761.894	61	(162.901)	-	-	(131.329)
Amortização acumulada	(1.033.561)	-	-	-	(34.131)	-
Obrigações especiais	(387.669)	(153)	101.850	-	-	5.567
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-	-
Impairment	(206.642)	-	-	174.694	-	3.204
Em curso	56.533	42.668	-	81.516	993	(52.517)
Ativo Intangível	165.912	44.460	-	-	-	(56.076)
Obrigações especiais	(25.453)	(1.792)	-	-	993	3.559
Impairment	(83.926)	-	-	81.516	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	-	8.113	(454)	-	(300)	-
Em serviço	-	-	(454)	-	(300)	3.006
Ativo Intangível	-	-	(454)	-	-	3.006
Amortização acumulada	-	-	-	-	(300)	-
Em curso	-	8.113	-	-	-	(3.006)
Ativo Intangível	-	8.113	-	-	-	(3.006)
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	345.001	77.264	(316)	-	(34.690)	1.108
Administração	-	-	-	-	-	-
Em serviço	597.655	21.530	(322)	-	-	19.110
Amortização acumulada	(287.628)	-	-	-	(34.690)	-
Em curso	68.818	55.734	-	-	-	(18.002)
Outros	(33.844)	-	6	-	-	-
Total	1.204.563	157.209	(62.570)	256.210	(215.189)	(551.643)

	CONSOLIDADO					
	SALDO EM 01/01/2012	ADIÇÕES	BAIXAS	IMPAIRMENT	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	79.774	7.341	(35)	-	(216.090)	798.017
Em serviço	29.744	4.436	(35)	-	(216.090)	749.651
Ativo Intangível	30.810	4.436	(35)	-	-	806.057
Amortização acumulada	(1.066)	-	-	-	(216.090)	-
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	(56.406)
Em curso	50.030	2.905	-	-	-	48.366
Ativo Intangível	50.030	2.905	-	-	-	63.118
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	(14.752)
Vinculados à Concessão - Distribuição	800.135	166.446	(104.699)	522	96.495	(768.344)
Em serviço	725.997	94.314	(102.778)	522	96.495	(680.528)
Ativo Intangível	2.470.122	94.621	(122.321)	-	-	(680.528)
Amortização acumulada	(1.123.564)	-	-	-	90.003	-
Obrigações especiais	(413.397)	(307)	19.543	-	6.492	-
Impairment	(207.164)	-	-	522	-	-
Em curso	74.138	72.132	(1.921)	-	-	(87.816)
Ativo Intangível	250.813	94.068	(7.517)	-	-	(171.452)
Obrigações especiais	(112.349)	(4.746)	5.596	-	-	86.046
Impairment	(64.326)	-	-	-	-	(19.600)
Contrato de concessão oneroso	-	(17.190)	-	-	-	17.190
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	407.971	64.378	(73.129)	-	(40.674)	(13.546)
Administração						
Em serviço	619.151	24.917	(70.779)	-	-	24.366
Amortização acumulada	(246.954)	-	-	-	(40.674)	-
Em curso	69.621	39.459	(2.350)	-	-	(37.912)
Outros	(33.847)	2	-	-	-	-
Total	1.287.880	238.165	(177.863)	522	(160.269)	16.127

O Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o 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.

Foram considerados as seguintes premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto (após os impostos) específica para cada segmento 6,80% para geração, 6,45% para transmissão e 6,61% para distribuição (4,98% para geração, 4,73% para transmissão e 4,61% distribuição em 2012) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Para a Usina Angra 3 devido suas características especiais de financiamento a taxa de desconto utilizada foi de 5,60%;

d) A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2013:

a) Eletrosul – A Companhia reconheceu em 2013 *impairment* no montante de R\$ 247.578 (R\$ 149.672 em 2012).

b) Amazonas Energia (segmento de distribuição) – A conciliação dos valores da BRR e a posterior avaliação de recuperabilidade do ativo intangível apresentou a indicação de perdas na realização de ativos *impairment* no montante de R\$ 332.871 em 2013.

c) Furnas – A Companhia reconheceu *impairment* sobre as UHE Batalha, UHE Simplício e UHE Santa Cruz, no montante de R\$ 1.060.332 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.028.266), sobre a recuperação de ativos, sendo de R\$ 32.067 neste exercício (2012 – R\$ 334.931), tendo em vista um aumento na estrutura de custos impostas pelo atraso nas obras de construção das usinas hidrelétricas de Batalha e Simplício. Vale ressaltar a entrada em operação da UHE Simplício em 1º de maio de 2013, portanto, o impacto em 2013 é referente majoritariamente, a UHE Batalha.

d) Eletronorte – Foi reconhecida em 2013 provisão adicional de R\$ 165.334 (R\$ 482.334 em 2012) composta por: R\$ 102.131 (R\$ 344.104 em 2012) sobre ativo imobilizado de geração da UHE Samuel; R\$ 45.720 (R\$ 27.389 em 2012) referente ao ativo imobilizado da UTE Balbina; e R\$ 17.483 sobre outros ativos imobilizados (R\$ 110.841 em 2012).

e) Eletronuclear – Foi reconhecido um *impairment* referente a Usina Angra 3 no valor de R\$ 532.509 no exercício de 2013 devido substancialmente ao atraso no cronograma das obras; pelas características especiais de financiamento a taxa de desconto para Angra 3 foi de 5,60% a.a..

f) CGTEE – Foi reconhecido um *impairment* no valor de R\$ 74.012 no exercício referente ao ativo imobilizado da UTE Candiota II (Fase B) a uma taxa de desconto de 6,80% a.a..

g) Chesf – No exercício, a Companhia realizou teste de *impairment*, para suas unidades geradoras de caixa, utilizando critério do fluxo de caixa descontado a uma taxa de 6,45%a.a.. A partir deste teste a Companhia reconheceu no seu resultado uma provisão para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos de transmissão, no valor de R\$ 638.206.

h) Eletroacre – A conciliação dos valores da BRR e a posterior avaliação de recuperabilidade do ativo intangível apresentou a indicação de perdas na realização de ativos *impairment* no montante de R\$ 64.899 em 2013.

i) Cepisa – A conciliação dos valores da BRR e a posterior avaliação de recuperabilidade do ativo intangível apresentou a indicação de perdas na realização de ativos *impairment* no montante de R\$ 233.477 em 2013.

j) Ceron – A conciliação dos valores da BRR e a posterior avaliação de recuperabilidade do ativo intangível apresentou a indicação de perdas na realização de ativos *impairment* no montante de R\$ 196.720 em 2013.

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>1.422.712</u>
(+) Constituições	1.059.462
(-) Reversões	<u>(522)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>2.481.652</u>
(+) Constituições	3.389.721
(-) Reversões	<u>(927.848)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>4.943.525</u>

As perdas por *impairment* no resultado por segmento são como seguem:

	31/12/2013			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	896.284	-	-	896.284
Intangível	-	-	(256.210)	(256.210)
Ativo Financeiro	(201.282)	775.490	1.324.252	1.898.460
Contrato Oneroso	-	-	15.867	15.867
Crédito Tributário	-	-	<u>(92.528)</u>	<u>(92.528)</u>
Total	<u>695.002</u>	<u>775.490</u>	<u>991.381</u>	<u>2.461.873</u>

	31/12/2012			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	966.934	-	-	966.934
Intangível	-	-	(522)	(522)
Crédito Tributário	-	-	92.528	92.528
Total	<u>966.934</u>	<u>-</u>	<u>92.006</u>	<u>1.058.940</u>

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	37.155	43.450	6.572.112	4.102.270
Energia Comprada para Revenda	305.623	424.354	960.503	2.164.593
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	207.963	156.211
	<u>342.778</u>	<u>467.804</u>	<u>7.740.578</u>	<u>6.423.074</u>
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	185.235	-
Energia Comprada para Revenda	-	-	606.058	-
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>791.293</u>	<u>-</u>
	<u>342.778</u>	<u>467.804</u>	<u>8.531.871</u>	<u>6.423.074</u>

Em 2013, o aumento do saldo de fornecedores da controlada Amazonas Energia (R\$ 5.234.092 em 2013 e R\$ 3.287.747 em 2012) refere-se, substancialmente, às faturas em aberto da Petrobras e Cigás.

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	48.910	45.583
Adiantamentos de clientes - PROINFA	462.672	424.309	462.672	424.309
	<u>462.672</u>	<u>424.309</u>	<u>511.582</u>	<u>469.892</u>
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	776.252	830.234
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>776.252</u>	<u>830.234</u>
TOTAL	<u>462.672</u>	<u>424.309</u>	<u>1.287.834</u>	<u>1.300.126</u>

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 de 304 a 328 de 353,08 a 492
Alcoa	01/07/2004	31/03/2014	
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

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, equivalente 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 pagamento (com carência de 1 ano).

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 31 de dezembro de 2013, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 8.401.683 (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 demonstrações, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

	31/12/2013							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,40%	2.093	43.586	152.553	4,40%	2.222	43.586	395.070
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%	10.280	526.593	1.608.550	2,51%	10.280	526.593	1.608.550
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%	15	-	191.143	3,86%	15	-	191.143
Eximbank	2,15%	1.040	49.016	171.550	2,15%	1.040	49.016	171.550
BNP Paribas	1,53%	251	81.128	601.680	1,53%	251	81.128	601.680
Outras		583	2.371	101.817		652	3.553	106.813
		14.262	702.694	2.827.293		14.460	703.876	3.074.806
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	5.360	-	702.780	7,75%	5.360	-	702.780
Vencimento 30/07/2019	6,87%	78.740	-	2.342.600	6,87%	78.740	-	2.342.600
Vencimento 27/10/2021	5,75%	48.641	-	4.099.550	5,75%	48.641	-	4.099.550
		132.741	-	7.144.930		132.741	-	7.144.930
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		8	464	-
MORGAN		-	-	-		428	400	7.163
LLOYDS		-	-	-		-	22	1.115
		-	-	-		436	886	8.278
		147.003	702.694	9.972.223		147.637	704.762	10.228.014
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	8.401.683		-	-	8.401.683
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		13.251	100.170	1.078.525
Banco do Brasil		-	-	-		19.797	24.883	1.904.708
Caixa Econômica Federal		-	-	-		42.655	205.298	2.185.315
BNDES		99.404	250.000	2.250.000		118.286	593.027	6.708.276
		99.404	250.000	10.651.683		193.989	923.378	20.278.507
		246.407	952.694	20.623.906		341.626	1.628.140	30.506.521
	31/12/2012							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Moeda Estrangeira								
Instituições financeiras								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	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
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
		16.926	493.158	2.909.038		17.522	497.473	3.064.233
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
		115.793	-	6.232.675		115.793	251	6.232.713
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		20	810	405
LLOYDS		-	-	-		-	38	991
		-	-	-		20	848	1.396
		132.719	493.158	9.141.713		133.335	498.572	9.298.342
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	8.870.838		-	-	8.870.838
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
		-	-	8.870.838		90.100	615.272	15.994.529
		132.719	493.158	18.012.551		223.435	1.113.844	25.292.871

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

b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos correspondentes na controladora em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 10.821.920 (R\$9.767.583 em 31 de dezembro de 2012), equivalentes a US\$ 4,619,619 (US\$ 4,779,834 em 31 de

dezembro de 2012) e no consolidado a R\$ 11.080.413 (R\$ 9.930.249 em 31 de dezembro de 2012), equivalentes a US\$ 4,729,964 (US\$ 4,859,432 em 31 de dezembro de 2012). A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

	US\$	EURO	YEN
Controladora	96,19%	1,77%	2,05%
Consolidado	96,27%	1,73%	2,00%

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2013 é de 5,91% a.a e em 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	394,865	216,837	215,331	159,930	543,891	7,272,997	8,803,853
Consolidado	584,078	320,742	318,514	236,566	804,515	10,758,090	13,022,505

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, tendo sido sacado um montante de R\$ 200.000 até 31 de dezembro de 2013.

f) A CHESF contraiu um empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R\$ 500.000, com juros de 9,77% a.a., destinado, exclusivamente, a garantir a provisão de fundos da conta corrente de depósitos. Está garantido por Cédula de Crédito Bancário emitido contra a Eletrobras.

II – Operação de arrendamento financeiro:

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	
	31/12/2013	31/12/2012
Menos de um ano	321.758	298.231
Mais de um ano e menos de cinco anos	1.608.784	1.491.157
Mais de cinco anos	1.742.850	1.913.652
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	209.509	299.932
Obrigações brutas de arrendamento financeiro - pagamentos mínimos de arrendamento	3.882.901	4.002.972
Ajuste a valor presente	(1.809.677)	(1.979.939)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	2.073.224	2.023.033
Menos de um ano	181.596	162.929
Mais de um ano e menos de cinco anos	907.981	814.644
Mais de cinco anos	983.647	1.045.460
Valor presente dos pagamentos	2.073.224	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	Participação de Controlada	Valor do Financiamento*	Saldo Devedor em 31/12/2013	Saldo Garantidor Eletrobras	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício			Saldo a Desembolsar Após 2016	Término da Garantia
								2014	2015	2016		
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	924.721	9.247	987.781	1.055.193	1.127.262	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	482.277	4.823	519.171	558.888	601.642	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	137.793	1.378	148.335	159.682	171.898	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Fiel Cumprimento	SPE	15,00%	156.915	156.915	1.569	109.841	109.841	109.841	-	30/04/2019
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.053.885	20.539	2.006.972	1.953.728	1.897.122	-	15/01/2034
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	184.274	1.843	156.302	128.308	100.313	-	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	88.699	887	76.889	65.060	53.231	-	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	69.575	696	54.779	39.968	25.156	-	15/10/2018
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	270.656	2.707	327.166	315.773	228.292	-	15/01/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Debêntures	SPE	24,50%	49.000	50.874	509	59.866	62.853	75.171	-	15/01/2029
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	283.411	283.902	2.839	264.666	245.447	226.226	-	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	182.417	172.786	1.728	160.546	148.275	136.004	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	182.417	172.841	1.728	160.599	148.323	136.048	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	164.786	1.648	151.718	138.620	125.522	-	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	23.995	240	15.150	10.740	-	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BORE	Corporativo	100,00%	50.000	23.950	240	19.533	10.688	-	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	48.415	484	39.486	30.546	21.606	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	41.180	412	35.507	29.826	24.145	-	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	214.552	2.146	199.793	184.993	170.194	-	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	36.650	367	33.891	31.124	28.358	-	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	9.647	96	8.943	8.237	7.531	-	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	13.619	136	12.539	11.456	10.374	-	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	250.852	2.509	250.852	222.980	195.107	-	15/11/2023
Eletrosul	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	296.940	235.655	2.357	-	-	-	-	15/02/2036
Eletrosul	UHE Teles Pires	BNDES/BB	SPE	24,50%	294.000	235.232	2.352	-	-	-	-	15/02/2036
Eletrosul	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	160.680	183.174	1.832	-	-	-	-	31/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	24,50%	91.943	76.013	760	69.426	62.285	54.852	-	15/06/2030
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Debêntures	SPE	80,00%	120.000	123.068	1.231	123.068	-	-	-	22/09/2014
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	17.846	17.846	178	19.121	17.054	14.987	-	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	112.828	1.128	198.444	185.526	165.676	-	15/04/2016
Eletrosul	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	10.646	106	9.671	8.695	7.720	-	15/11/2024
Eletrosul	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	31.099	311	27.320	23.541	19.762	-	15/11/2024
Eletrosul	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	68.056	681	64.167	60.278	56.389	-	30/06/2013
Eletrosul	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	24.416	244	22.798	21.179	19.560	-	10/01/2029
Eletrosul	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	306.187	3.062	279.783	178.043	76.337	-	15/09/2016
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	270.656	2.707	327.166	315.773	228.292	-	15/01/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Debêntures	SPE	24,50%	49.000	50.874	509	59.866	62.853	75.171	-	15/01/2029
Eletrosul	Linha Verde Transmissora	BTG Pactual	SPE	49,00%	110.250	113.321	1.133	-	-	-	-	31/01/2014
Eletrosul	Linha Verde Transmissora	BASA	SPE	49,00%	90.650	70.348	703	105.315	96.336	87.357	-	10/11/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	88.230	882	101.236	108.604	93.207	-	10/07/2030
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	52.938	529	48.626	48.557	41.673	-	15/06/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.000	122.198	1.222	111.043	101.634	87.225	-	31/12/2026
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	505.477	508.103	5.081	467.124	433.158	399.193	-	30/11/2028
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	245.408	2.454	239.597	225.050	210.502	-	30/07/2031
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	222.112	2.221	223.151	223.344	222.577	-	15/10/2030
Eletrosul	Rio Branco Transmissora	BNDES	SPE	100,00%	138.000	138.894	1.389	128.412	117.929	107.446	-	15/03/2027
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.819	398	39.819	39.819	36.975	-	01/02/2029
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	37.952	380	35.012	31.945	28.878	-	15/05/2026
Eletrosul	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	1.231.729	12.317	1.315.724	1.405.517	1.501.513	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	642.393	6.424	691.536	744.438	801.388	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	183.541	1.835	197.582	212.697	228.968	-	15/01/2042
Eletrosul	Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantim	SPE	24,50%	30.851	32.312	323	30.270	28.229	26.188	-	30/10/2014
Eletrosul	Brasventos Massaba 3	Votorantim	SPE	24,50%	30.984	32.532	325	30.476	28.422	26.367	-	30/10/2014
Eletrosul	Rei dos Ventos 3	Votorantim	SPE	24,50%	32.533	34.053	341	31.901	29.751	27.600	-	30/10/2014
Eletrosul	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	1.941.027	19.410	4.525.482	6.859.075	6.998.143	-	15/06/2036
Eletrosul	Angra III	CK. ECONOMICA	Corporativo	100,00%	1.000.000	201.192	2.012	1.000.000	201.192	201.192	-	30/05/2014
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.053.885	20.539	2.006.972	1.953.728	1.897.122	-	15/01/2034
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	57.350	573	65.804	70.593	60.585	-	10/07/2030
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	34.410	344	31.607	31.562	27.087	-	15/06/2032
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.000	79.429	794	72.178	66.062	56.696	-	31/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	924.721	9.247	987.781	1.055.193	1.127.262	-	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	482.277	4.823	519.171	558.888	601.642	-	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	137.793	1.378	148.335	159.682	171.898	-	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	69.277	693	72.310	75.897	77.193	-	30/06/2016
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	438.224	4.382	423.419	391.633	359.847	-	30/06/2016
Chesf	IE Madeira	Debêntures	SPE	24,50%	85.750	92.843	928	98.974	105.195	105.824	-	18/03/2025
Chesf	TDO	BNB	SPE	49,90%	29.764	29.290	293	29.879	28.997	27.821	-	01/03/2031
Chesf	TDO	BNB	SPE	49,90%	58.346	46.282	463	45.798	45.042	44.198	-	01/10/2032
Chesf	Projetos Corporativos	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	501.918	5.019	500.000	375.000	250.000	-	15/01/2034
Chesf	IE Garanhuns s/a	BNDES	SPE	49,90%	175.146	-	-	183.105	178.121	162.048	-	15/12/2028
Fumas	UHE Bataína	BNDES	Corporativa	100,00%	224.000	197.541	1.975	181.118	164.653	148.187	-	15/12/2025
Fumas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativa	100,00%	1.034.410	834.842	8.348	768.640	702.282	635.925	-	15/07/2026
Fumas	UHE Baguari	BNDES	Corporativa	15,00%	60.153	47.295	473	43.436	39.567	35.699	-	15/07/2026
Fumas	DIVERSOS	BRASIL	Corporativa	100,00%	750.000	755.982	7.560	755.977	756.277	756.277	-	31/10/2018
Fumas	Rolagem BASA 2008	BRASIL	Corporativa	100,00%	208.312	216.519	2.165	217.228	216.963	216.963	-	07/10/2018
Fumas	Projetos de Inovação	BRASIL	Corporativa	100,00%	268.503	163.480	1.635	229.145	256.775	250.734	-	15/11/2023
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES Direto	SPE	39,00%	1.206.109	1.592.901	15.929	1.605.159	1.557.191	1.494.887	-	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES Repasse	SPE	39,00%	1.186.609	1.653.209	16.532	1.667.378	1.617.134	1.551.331	-	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio											

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 31/12/2011	160.228
Movimentação em 2012	28.885
Garantia devida em 31/12/2012	189.113
Movimentação em 2013	83.682
Garantia devida em 31/12/2013	272.795

- a) UHE Simplício - empreendimento da controlada Furnas, com capacidade instalada de geração de 333,7 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 e GDF Suez Energy, com capacidade instalada de 3.750MW. 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 3.568,80 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 (49,47%), Alcoa Alumínio S.A.(34,97%), DME Energética (10,09%) e Camargo Corrêa Energia S.A (5,47%) com capacidade instalada de 212,58MW. 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 2.412 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 não conversíveis emitidas pela controlada Eletronorte no valor de R\$ 218.682 (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 31 de dezembro de 2013, a R\$ 366.840 (31 de dezembro de 2012- R\$ 334.192), dos quais R\$ 358.905 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 Demonstrações Financeiras, 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	
	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	7.935	12.298
	7.935	12.298
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	358.905	321.894
TOTAL	366.840	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 termoeletrônica, 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.

Conta Consumo de Combustíveis - CCC

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Ativo Circulante	1.275.334	1.240.811
Ativo não Circulante	16.275	521.097
Total	1.291.609	1.761.908
Passivo Circulante	941.285	1.369.201
Passivo não Circulante	455.455	2.401.069
Total	1.396.740	3.770.270

A redução na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC deve-se a promulgação da Lei 12.783/2013 que extinguiu a obrigatoriedade de contribuição deste encargo para os concessionários do serviço público de energia elétrica.

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

a) Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF e CSRF)	19.009	6.695	120.871	109.729
PASEP e COFINS	30.178	1.021	174.842	125.021
ICMS	-	10	117.685	140.676
PAES / REFIS	-	-	163.218	139.116
INSS/FGTS	-	2.493	113.483	100.549
Outros	-	7.447	149.327	199.331
Total	49.187	17.666	839.426	814.422

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Passivo não circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF e CSRF)	-	-	-	-
PASEP e COFINS	-	-	30.131	23.798
ICMS	-	-	14.575	16.567
PAES / REFIS	-	-	825.472	565.917
INSS/FGTS	-	-	18.656	14.115
Outros	-	-	4.116	-
Total	-	-	892.950	620.397

b) Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	-	155.579	11.457	238.747
Contribuição Social corrente	-	57.805	3.805	75.141
	-	213.384	15.262	313.888
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	342.236	335.427	533.713	598.750

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

	CONTROLADORA			
	31/12/2013		31/12/2012	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(4.973.542)	(4.973.542)	(6.235.002)	(6.235.002)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	1.243.386	447.619	1.558.751	561.150
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	25.319	9.115	28.005	10.082
Equivalência patrimonial	(196.970)	(70.909)	(1.940.771)	(698.677)
Provisão de JCP	216.981	78.113	108.491	39.057
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	(612.907)	(220.647)	(284.815)	(102.533)
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(1.476.396)	(531.502)	-	-
Demais adições e exclusões	(166.386)	(57.936)	58.136	19.210
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(966.973)	(346.148)	(472.203)	(171.711)
Alíquota efetiva	19,44%	6,96%	7,57%	2,75%

	CONSOLIDADO			
	31/12/2013		31/12/2012	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(4.924.697)	(4.924.697)	(7.416.294)	(7.416.294)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	1.231.174	443.223	1.854.074	667.466
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	25.319	9.115	28.005	10.082
Equivalência patrimonial	44.442	15.999	153.051	55.098
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	(612.907)	(220.647)	(284.815)	(102.533)
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(1.476.396)	(531.502)	(1.076.772)	(387.650)
Demais adições e exclusões	(227.812)	(66.686)	(361.549)	(63.815)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(1.016.179)	(350.499)	311.994	178.648
Alíquota efetiva	20,63%	7,12%	4,21%	2,41%

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 exercício findo em 31 de dezembro de 2013 a CHESF não usufruiu dos benefícios.

e) Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletroacre 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.

f) Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) – Lei 12.865/2013

Furnas, em 30 de dezembro de 2013, optou pelo REFIS, referente aos processos de PASEP, COFINS e PASEP/COFINS no valor de R\$ 420.197.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	273.705	124.401
Quota CCC	-	30.695
Quota CDE	1.661	11.152
Quota PROINFA	22.181	23.012
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	78.494	85.950
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	3.789	6.088
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	297.131	329.591
Programa de Eficiência Energética - PEE	32.900	37.967
Outros	5.001	5.374
	<u>714.862</u>	<u>654.230</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	32.376	32.177
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	300.586	368.908
Programa de Eficiência Energética - PEE	43.020	27.298
	<u>375.982</u>	<u>428.383</u>
TOTAL	<u>1.090.844</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, também não refletida nas Demonstrações Financeiras 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, criado na década de 70, 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	
	31/12/2013	31/12/2012
Circulante		
JCP exercício	433.962	433.962
Dividendos não reclamados	85.521	100.826
Dividendos retidos exercícios anteriores	5.981	3.416.545
	<u>525.464</u>	<u>3.951.333</u>

I – Relativas ao Exercício

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.

Fundamentada em entendimento doutrinário sobre o tema, a Administração entende que: (1) face à existência de reserva de lucros que excede à absorção dos prejuízos do exercício, deve realizar o pagamento dos dividendos mínimos previstos no artigo 8º do Estatuto Social, referente às ações preferenciais de classe "A" e "B" e (2) subsistindo, ainda, reservas de lucros após o pagamento aos preferencialistas, é facultado o pagamento também às ações ordinárias e, deste modo, a Companhia propõem a destinação de dividendos aos titulares de ações ordinárias. Em atendimento ao ICPC 08 que menciona os dividendos prioritários fixos, a administração constituiu provisão para a obrigação associada aos dividendos às ações preferenciais, em 31 de dezembro de 2013.

A Companhia atribuiu remuneração aos acionistas preferenciais no valor de R\$ 433.962 (R\$ 433.962 em 2012), imputados aos dividendos do exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação é a que segue:

Remuneração por ação - Proposta - Expressa em reais

			<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Ordinárias	1,72% do capital	(2012 - 1,72%)	0,399	0,399
Preferenciais A	9,41% do Capital	(2012 - 9,41%)	2,178	2,178
Preferenciais B	7,06% do Capital	(2012 - 7,06%)	1,634	1,634

A remuneração aos acionistas das ações ordinárias será realizada na forma de JCP no valor de R\$ 433.962 (R\$ 433.962 em 2012), imputada aos dividendos do exercício consignados no patrimônio líquido.

De acordo com a legislação tributária vigente, sobre o valor da remuneração proposta aos acionistas, a título de JCP, incide Imposto de Renda na Fonte – IRRF.

Sobre a remuneração proposta incide atualização monetária incide a partir de 1º de janeiro de 2014 até a data do efetivo início do pagamento, data esta a ser deliberada pela Assembléia Geral Ordinária, que apreciará às presentes Demonstrações Financeiras e a proposta de destinação do resultado deste exercício. Sobre a parcela referente à atualização monetária pela taxa SELIC incide IRRF, nos termos da legislação vigente.

II – 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 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.

III – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 85.522 (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	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D	34.867	122.905	-	33.105
Outros	4.627	8.142	-	3.967
	<u>39.494</u>	<u>131.047</u>	<u>-</u>	<u>37.072</u>

NOTA 30 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

30.1 Benefício 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-	
	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		X		
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X				X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

O plano de benefício previdenciário normalmente expõe o Grupo a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

Risco de investimento	O valor presente do passivo do plano de benefício definido previdenciário é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em ações, instrumentos de dívida e imóveis. Devido à natureza de longo prazo dos passivos do plano, o conselho do fundo de pensão considera apropriado que uma parcela razoável dos ativos do plano deva ser investida em ações e imóveis para alavancar o retorno gerado pelo fundo.
Risco de taxa de juros	Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano.
Risco de longevidade	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.
Risco de salário	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego. A seguir estão apresentados os resultados consolidados do grupo Eletrobras. A mais recente avaliação atuarial dos ativos do plano e do valor presente da obrigação dos benefícios definidos foi realizada em 31 de dezembro de 2013.

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e outros benefícios

Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	1.748.898	2.283.066	17.196.047	21.950.348
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.787.681)	(1.650.951)	(17.830.733)	(19.719.242)
Passivo/(Ativo) líquido	(38.783)	632.115	(634.686)	2.231.106
Efeito de restrição sobre o ativo	38.783	-	1.241.668	99.690
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	78.476	94.173	949.797	564.766
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	85.903	118.759
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	78.476	632.115	1.123.599	2.469.089
Custo de serviço corrente líquido	3.867	(7.644)	85.557	46.520
Custo de juros líquidos	52.525	21.479	195.397	(164.519)
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	56.392	13.835	279.464	(117.999)

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.156	22.354	360.173	433.695
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	2.156	22.354	360.173	433.695
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	2.156	22.354	360.173	433.695
Custo de serviço corrente	-	790	-	2.188
Custo de juros líquidos	1.857	1.856	36.383	32.177
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	1.857	2.646	36.383	34.365

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela b.1 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.283.066	1.915.198	21.950.348	15.157.883
Custo de serviço corrente	7.993	1.302	202.756	139.748
Juros sobre a obrigação atuarial	189.721	192.643	1.853.540	1.488.976
Benefícios pagos no ano (-)	(156.894)	(148.650)	(1.064.025)	(975.276)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(574.988)	322.573	(5.746.572)	6.139.017
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(582.977)	-	(6.425.397)	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	7.989	-	678.825	-
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.748.898	2.283.066	17.196.047	21.950.348

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela b.2 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Valor justo dos ativos no início do ano	1.650.951	1.767.747	19.719.242	16.445.066
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(156.894)	(148.650)	(1.064.025)	(975.276)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	4.126	3.810	124.186	120.955
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	12.068	10.031	169.033	205.632
Rendimento esperado dos ativos no ano	137.196	171.164	1.666.501	1.653.495
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	140.234	(153.151)	(2.784.204)	2.269.370
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.787.681	1.650.951	17.830.733	19.719.242
Rendimento efetivo dos ativos no ano	277.430	18.013	(1.117.703)	3.922.865

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	(61.522)	528.616	646.897	2.620.423
	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	379.985	(343.647)	811.935	(1.472.750)

c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela c.1 - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Valor das obrigações atuariais no início do ano	22.354	18.332	433.695	306.866
Custo de serviço corrente	-	790	-	2.188
Juros sobre a obrigação atuarial	1.857	1.856	36.383	32.177
Benefícios pagos no ano	-	-	(10.197)	(10.424)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(22.055)	1.376	(99.708)	102.888
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(356)	-	(179.178)	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(21.699)	-	79.470	-
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.156	22.354	360.173	433.695

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(28.142)	(6.087)	218.196	317.904
	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	22.055	(1.376)	99.708	(91.717)

d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas

	2013	2012
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	11,98% a 12,11%	8,24% a 8,79%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	6,34% a 6,47%	3,20% a 3,72%
Projeção de aumento médio dos salários	7,41%	6,99%
Projeção de aumento médio dos benefícios	5,30%	4,89%
Taxa anual real de evolução custos médicos	3,50%	3,50%
Taxa média de inflação anual	5,30%	4,89%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	11,98% a 12,11%	8,24%

Hipóteses Demográficas

	2013	2012
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 83	AT-83
Tábua de invalidez	Light Fraca	Light Fraca
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

(i) Taxa de juros de longo prazo

(ii) Representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos.

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*. Em 2013, houve um aumento de aproximadamente 44% na taxa de desconto utilizada pela Companhia, acarretando uma diminuição significativa na obrigação atuarial.

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD foi de R\$ 277.430 (R\$ 18.013 em 2012) na Controladora e R\$(1.117.703) (R\$ 3.922.865 em 2012) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2013, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 14.692 (31.12.2012 - R\$12.703) e R\$ 178.594 (31.12.2012 - R\$ 172.006) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2013, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 12.068 (31.12.2012 - R\$ 10.031) e R\$ 169.033 (31.12.2012 - R\$ 205.632) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 12.708 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 182.232 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido e de benefício de saúde da Controladora é de 7,03 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 7,84 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego:

Controladora

Em 31 de dezembro de 2013	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	160.190	159.937	467.641	2.643.815	3.431.583

Consolidado

Em 31 de dezembro de 2013	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	1.367.068	1.404.173	4.248.376	30.964.183	36.538.631

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, custo médico, aumento salarial esperado e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Controladora

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$35.732 (aumento de R\$37.114).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$37.883 (redução de R\$38.715).

Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$398.210 (aumento de R\$413.379).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 55.562 (redução de R\$45.311).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$294.232 (redução de R\$313.104).

A análise de sensibilidade apresentada pode não ser representativa da mudança real na obrigação de benefício definido, uma vez que não é provável que a mudança ocorresse em premissas isoladas, considerando que algumas das premissas podem estar correlacionadas.

Além disso, na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial.

Não houve alteração em relação a exercícios anteriores nos métodos e nas premissas usados na preparação da análise de sensibilidade.

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

Categoria de Ativo	Controladora		Consolidado	
	2013	2012	2013	2012
Valores Disponíveis Imediatos	10	7	1.161	2.180
Realizáveis Previdenciários	112.600	25.561	610.712	45.022
Crédito de Depósitos Privados	236.739	-	399.664	-
Investimentos em Títulos Públicos	778.559	586.586	2.960.634	3.315.115
Investimentos em Renda Fixa	-	-	9.053.898	734.718
Investimentos em Renda Variável	-	-	2.694.357	11.938.100
Investimentos em Ações	174.988	187.089	237.840	612.075
Investimentos em Fundos	331.138	635.471	1.648.393	1.912.338
Investimentos Imobiliários	166.551	143.457	626.974	623.351
Investimentos Estruturados	-	-	61.751	-
Empréstimos e Financiamentos	84.358	71.829	591.676	577.672
Outros	8.274	13.818	10.306	28.979
Recursos a receber do patrocinador	(17.029)	-	(93.809)	2.907
(-) Exigíveis Previdenciários	(6.036)	(11.779)	(317.779)	(71.870)
(-) Exigíveis Contingenciais	(30.787)	-	(436.778)	-
(-) Fundo Administrativo	(45.873)	-	(140.153)	-
(-) Fundos de Investimentos	(5.811)	(1.089)	(78.114)	(1.347)
	<u>1.787.681</u>	<u>1.650.951</u>	<u>17.830.733</u>	<u>19.719.242</u>

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

30.2 Plano de Incentivo ao Desligamento – PID

Em junho de 2013, a Companhia e suas controladas (exceto Eletronuclear), implementaram o Plano de Incentivo ao Desligamento (PID), em decorrência da reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras. Estão elegíveis a adesão os empregados efetivos que possuam no mínimo 20 anos de vínculo empregatício efetivo e aposentados pelo INSS, independente do tempo de vínculo empregatício.

A adesão ao PID ocorreu no período de 10 de junho a 31 de julho de 2013 e totalizou 4.055 adesões. O plano está dividido em duas etapas: a) etapa 1 – desligamentos entre julho/2013 e dezembro/2013, b) etapa 2 – desligamentos entre janeiro/2014 e novembro/2014.

As despesas com o PID incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 60 (sessenta) meses, para os desligamentos em 2013, e de 12 (doze) meses para os desligamentos em 2014, a partir da data de seu desligamento. Para fazer face a tais gastos a Controladora registrou no exercício provisão/despesa no montante de R\$ 100.710 e no Consolidado no montante de R\$1.644.858.

Resultado com P I D - Dezembro 2013

Empresa	Despesa de Pessoal (Desligados)	Provisão PID (Ativos)	Total
Eletrobras	88.036	12.674	100.710
Furnas	267.702	20.454	288.155
Chesf	630.841	168.049	798.890
Eletrosul	60.548	13.147	73.695
Eletronorte	194.512	19.510	214.022
CGTEE	27.413	5.025	32.438
ED Alagoas	70.140	4.392	74.532
ED Rondônia	17.875	5.945	23.820
ED Piauí	69.440	4.296	73.736
ED Acre	14.600	-	14.600
ED Roraima	5.078	-	5.078
Amazonas Energia	22.525	3.369	25.894
	1.468.710	256.860	1.725.570

O valor do PID está demonstrado na rubrica de pessoal vide nota 41.

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 Demonstrações Financeiras.

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 Demonstrações Financeiras, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo de risco de desembolso futuro provável:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE				
Trabalhistas	-	-	8.786	2.652
Cíveis	-	-	14.868	26.043
	-	-	23.654	28.695
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	128.792	109.577	912.564	1.026.545
Tributárias	-	-	295.494	465.100
Cíveis	2.367.946	1.085.127	4.487.045	3.608.744
	2.496.738	1.194.704	5.695.103	5.100.389
	2.496.738	1.194.704	5.718.757	5.129.084

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	MOVIMENTAÇÃO DO PERÍODO	
	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2012	1.194.704	5.129.084
Constituição de provisões	2.016.607	2.833.263
Reversão de provisões	(118.028)	(1.072.820)
Baixas	-	(250.767)
Pagamentos	(596.545)	(920.003)
Saldo em 31/12/2013	2.496.738	5.718.757

As reversões de provisões mais relevantes no período foram:

- i. Furnas – R\$ 322.826 referente a dois autos de infração da Receita Federal devido a adesão ao REFIS; R\$ 175.005 referente a reversão de processos cíveis e outros em virtude de mudanças do prognóstico de provável.
- ii. Chesf – R\$ 87.000 referente a ação civil resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica.

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

a.1) Ações judiciais cíveis

Na Controladora

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.

No exercício de 2013 a Companhia reavaliou seu critério de estimativa de mensuração das provisões para as causas do Empréstimo Compulsório e, portanto, neste exercício complementou a provisão em R\$ 750.000,00.

Existem atualmente 2.357 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 2.367.947 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 1.085.127) referente a esses processos.

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.

Chesf

i. A Chesf é autora de um processo judicial no qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras – CBPO, CONSTRAN S.A. – Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350 milhões (valores da época, convertidos em reais), em dobro.

A Justiça Estadual de Pernambuco entendeu que ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente e a reconvenção apresentada pelas rés como procedente.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, ao Superior Tribunal de Justiça. Este, em agosto de 2010, deu provimento a um desses recursos especiais apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa, o que implica substancial redução nos honorários a serem eventualmente pagos na ação principal. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés, ensejando a apresentação pela Chesf de embargos de declaração cujo julgamento foi iniciado em dezembro/2012 e concluído em dezembro/2013, sendo a eles por igual

negado provimento (em 31/12/2013, o respectivo acórdão ainda estava pendente de publicação e correspondente intimação às partes).

Paralelamente, e desde a conclusão da tramitação do feito perante as instâncias ordinárias, as rés vêm tomando, perante as instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, diversas iniciativas no sentido de promover a execução do montante que pleitearam em reconvenção.

Em agosto/2013 as rés, tomaram iniciativa perante a 12ª Vara Cível de Recife – PE no sentido de promover a execução provisória dos valores que, segundo seus próprios cálculos, corresponderia à atualização do montante a seu favor homologado pelo TJPE. Neste caso, a CHESF foi intimada ao pagamento dos correspondentes valores, mas apresentou “exceção de pré-executividade” (apontando, conforme autorizado pela jurisprudência do STJ, diversas irregularidades processuais que desautorizariam, desde logo – e sem prejuízo de outros tópicos específicos de impugnação aos próprios cálculos das rés, em face do pronunciado pelo TJPE –, o prosseguimento desta pretensão executória provisória): após manifestação de resposta das rés e réplica da Chesf, em 31/12/2013 o processo aguarda apreciação judicial em torno da referida “exceção”.

A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos e baseada em cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, mantém registro de provisão, no Passivo Não Circulante, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 786.515 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 723.256), para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

ii. Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Anderson Moura de Souza e esposa. A sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido condenando a Chesf a pagar o valor de R\$50.000, correspondente ao principal mais juros e correção monetária. A Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia e o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente. Até 31 de dezembro de 2013, não houve movimentação de relevância no processo, estando a ação rescisória ainda pendente de julgamento. A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui registrado em seu passivo não circulante a provisão no valor de R\$ 100.000 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 100.000).

iii. Ação de indenização promovida por Indústrias Reunidas Raimundo da Fonte S/A (Vitivinícola Santa Maria S.A), em decorrência de inundação provocada pela enchente de 1992 do Rio São Francisco.

A sentença, transitada em julgado, determinou a liquidação provisória, remetendo para a perícia a definição dos danos emergentes e dos lucros cessantes. Foi nomeado apenas um perito engenheiro agrônomo, o qual detinha competência para a apuração do dano emergente, mas não do lucro cessante. O laudo foi impugnado pela Chesf, que requereu ao juízo da 1.ª Vara Cível que fosse realizada uma perícia contábil a fim de se chegar a um valor, ainda que aproximado, de lucros cessantes, considerando a atividade desenvolvida pela exequente. O requerimento foi indeferido, tendo sido

oposto agravo de instrumento, que confirmou a decisão de indeferimento, recurso especial (que teve o seu processamento negado pelo TJPE) e Agravo em recurso especial (AREsp 377.209-PE), que, em 31/12/2013, ainda estava pendente de apreciação da admissibilidade por parte do Ministro relator. A Chesf possui provisão no valor de R\$ 57.651, para fazer face a eventual perda decorrente desse assunto, considerando que já foram pagos os danos emergentes e a discussão se restringe tão somente à imprestabilidade do laudo pericial para se discutir os lucros cessantes.

Eletronorte

Diversas demandas cíveis de caráter indenizatório por perdas financeiras, em função de atrasos de pagamentos a fornecedores e por desapropriações de áreas inundadas por reservatórios de usinas hidrelétricas. A Administração da Eletronorte, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou em seu passivo não circulante provisão no montante de R\$ 470.986 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 608.320) para os processos que julgou a probabilidade de perda como provável. No primeiro trimestre de 2013 houve pagamento da provisão cível referente à finalização do processo da Sondotécnica, no montante de R\$ 164.000.

a.2) Trabalhistas

Furnas:

Diversas ações promovidas, nas quais é pleiteado o adicional de periculosidade, no entendimento de que deva ser concedido o percentual integral e não proporcional a todos os empregados que prestam serviços em atividade sujeita ao risco elétrico. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou em seu passivo não circulante provisão no montante de R\$ 344.481 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 231.054) para os processos que julgou a probabilidade de perda como provável.

Eletronorte

Diversos processos judiciais trabalhistas, na sua grande parte, decorrentes de ações relativas à adicional de periculosidade, Plano Bresser, horas extras, cálculo de multa de FGTS e alinhamento de curva salarial. O montante estimado de perda provável é de R\$ 69.117 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 312.953). Em abril de 2013 foi transferido para conta de outros passivos da Eletronorte o montante de R\$ 240.000, referente à conclusão do processo da curva salarial, conforme acordo celebrado entre a Eletronorte e o sindicato dos empregados para pagamento ao longo do exercício. Deste montante, a Eletronorte efetuou o pagamento de R\$ 203.337 até o momento, restando, desta forma, o saldo de R\$ 36.663 a pagar no exercício seguinte.

Ceal

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, aforou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado “Plano Bresser” (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão esta confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando a decisão transitado em julgado.

Ocorre que, na execução da sentença, o Juízo da 2ª Vara do Trabalho de Maceió entendeu a época que não deveria haver limitação a data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução.

Daí o risco avaliado de perda ser provável quanto a avaliação de perda limitada a data base, pois o julgamento da limitação da data-base da categoria dar-se-á com a continuidade da execução.

Conforme a OJ/TST (SDI i) Nº 262, não ofende “à coisa julgada a limitação à data-base da categoria, na fase executória, da condenação ao pagamento de diferenças salariais decorrentes de planos econômicos”.

O pagamento de diferenças salariais foi limitado à data base através da Súmula 322 do TST que estabelece: os reajustes salariais decorrentes dos chamados “gatilhos” e URPs, previstos legalmente como antecipação, são devidos tão somente até a data-base de cada categoria.

Ressalta-se que entre as medidas judiciais cabíveis, foram apresentados Embargos à Execução, o que permitiria o exame da limitação dos cálculos à data base da categoria, procedimento também adotado pela Advocacia Geral da União.

Acrescente-se a isso o fato de a União ter ingressado no feito como assistente, o que reforça a defesa da Companhia na busca pela limitação à data-base, bem como a decisão datada de 15 de março de 2011, do TRT da 19ª Região, proc. 251900.68.5.19.1989.0002, da Companhia de Abastecimento de Águas e Saneamento de Alagoas – CASAL, que houve a limitação à data-base. A CEAL tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, o montante de R\$ 4.502 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 3.583).

O processo encontra-se em fase de execução, com homologação dos cálculos pelo juízo de primeiro grau no valor de R\$ 722.000. Os cálculos foram impugnados pela Ceal com a apresentação de duas teses: uma com a limitação à data-base e outra contestando os valores apresentados pelo sindicato, sem a limitação à data-base.

Chesf

São compostas na sua maioria de ações relativas a periculosidade; horas extras, suplementações de aposentadoria; equiparação/enquadramento funcional e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas. A Chesf tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, o montante de R\$ 162.783 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 127.521).

a.3) Tributárias

Furnas

A principal ação registrada refere-se aos autos de infração lavrados contra Furnas em 3 de maio de 2001, relativos ao Finsocial, Cofins e Pasep, em decorrência de exclusões nas bases de cálculo relativas, principalmente, a repasse e transporte de energia de Itaipu, por um período de dez anos. Baseada na divulgação das últimas decisões da Receita Federal constituiu, em 31 de dezembro de 2012, provisão para riscos fiscais no valor total de R\$ 246.204.

A empresa interpôs Recurso Especial de Divergência contra o acórdão que manteve a decisão que julgou procedente os lançamentos, com chances remotas de êxito, na esfera administrativa, em função das últimas decisões sobre o tema.

Tendo em vista, as últimas decisões sobre o tema, em dezembro de 2013, a controlada reclassificou a referida provisão para tributos a recuperar, no total atualizado de R\$ 322.826 devido ao seu ingresso no programa de recuperação fiscal – REFIS (Lei nº 12.865/2013), para a quitação do débito em 180 meses.

b) Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de desembolso futuro possível, não provisionadas.

Para todos os principais processos abaixo descritos, as Administrações das referidas Controladas e da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entendem que a probabilidade de perda é possível sem haver necessidade de registro de provisão.

b.1) Cíveis

Na Controladora

O valor das causas possíveis na controladora é substancialmente formado por aquelas referentes ao Empréstimo Compulsório, cujas reclamações não estão contidas na decisão judicial de agosto de 2009. A descrição da natureza do Empréstimo Compulsório encontra-se na Nota 24. Em dezembro de 2013 o valor das causas possíveis referente ao Empréstimo Compulsório foi de R\$ 5.904.864 (31 de dezembro 2012 – R\$ 6.594.327).

Chesf

i. Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, na qual pede a condenação da Companhia e o pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, A ação foi julgada procedente, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010). A Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco, mas devido intervenção da União Federal, o processo foi encaminhado a Justiça Federal, onde se encontra.

ii. Ação cível pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no Estado de Sergipe, no valor de R\$ 368.548 tendo por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais

causados aos pescadores devido à construção da UHE Xingó. Em 27/11/2013 foi realizada audiência na qual foram homologados os planos de trabalhos das equipes de realização da perícia, estabelecendo-se, ainda, depósito mensal, a cargo da Chesf, para custeio das despesas com a realização da perícia e com os honorários dos profissionais designados nos autos no valor de R\$ 100, com início no mês de dezembro de 2013 e fim em maio de 2015. Também ficou consignado que ambos os processos restarão com seu trâmite exclusivamente direcionado à realização da perícia e suspensos até que seja apresentado o laudo pericial definitivo - Posição em 31/12/2013. Suportada em avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Chesf, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível quanto ao insucesso da defesa e remota quanto aos valores dos pedidos.

iii. Ação proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, visando à contabilização e liquidação do valor de R\$ 110.000 pela Aneel das transações do mercado, relativos à exposição positiva verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. A Chesf ingressou no processo como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação.

iv. Ação declaratória com pedido de indenização proposta pela Carbomil Química S.A. objetivando indenização em decorrência da instalação de linha de transmissão de energia elétrica em área da mina Lajedo do Mel, localizada nos municípios de Jaguaruana e Quixeré, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. O valor estimado é de R\$ 70.000. Em 15/10/2013, o Juízo da 15ª VF/CE proferiu sentença favorável à Chesf em face da prescrição e condenou a Carbomil Química S.A. a pagar honorários advocatícios à ordem de 10% sobre o valor da causa. A autora da ação interpôs recurso de apelação cível, o qual foi respondido pela Chesf e aguarda-se que os autos sejam remetidos ao TRF 5ª Região para julgamento do recurso de apelação (31/12/2013).

v. Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público de Pernambuco, resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica (UHE Luiz Gonzaga). O autor afirma ser inexistente o acordo firmado pelo Sindicato dos Trabalhadores Rurais, em 06 de dezembro de 1986, por carência de legitimidade e requer a diferença das verbas de manutenções temporárias pagas no período, dando à causa o valor atualizado de aproximadamente R\$ 87.000. O processo encontra-se no Superior Tribunal de Justiça - STJ e encontra-se concluso com o relator. Em 11/10/2013 foi publicado acórdão dando provimento ao RESP, pronunciando-se, por unanimidade, a prescrição e decadência. Foram postos Embargos em 23/10/2013 pelo MPF, e em 31/12/2013, encontrava-se pendente de julgamento.

vi. Ação indenizatória proposta pela Hidroservice, que tramita na 2ª VF-PE, objetivando a anulação de acordo de securitização setor elétrico com indenização pelo deságio na negociação de títulos recebidos, juros bancários. O valor atribuído à causa foi de R\$ 250.000 (históricos), estando estimado em R\$ 598.500. Apelações improvidas, mantendo a sentença que julgou improcedente a ação. Embargos de Declaração julgados em 26/11/2013 para corrigir o erro material apontado pela Chesf e negar provimento com relação a ambos os Embargos das partes. Apresentação de recursos RESP e RE pela Hidroservice. Em 31/12/2013, aguardava-se intimação da Chesf para contrarrazões aos recursos.

Eletronorte

Ação indenizatória: ressarcimento de valores pagos à empresa Albrás Alumínio Brasileiro S.A. por força de obrigações assumidas em contratos de seguro, tendo as referidas empresas se sub-rogado no crédito em face da Eletronorte, no montante de R\$ 217.066 (2012 – R\$ 214.376).

Eletrosul

Ação indenizatória de autoria da Mineradora Tibagiana Ltda. onde o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul é parte na ação judicial. A Eletrosul possui participação de 49% do valor de R\$ 677.042, ou seja, R\$ 331.751.

b.2) Tributárias

Furnas

i. Processo nº 16682.720.517/2011-98 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB) em função de procedimento fiscal para verificação da apuração do IRPJ e CSLL no ano-calendário 2007, particularmente no que concerne a valores considerados a título de: redução da receita líquida; despesas com depreciação; e outras despesas operacionais. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 1.010.335 mil.

ii. Processo nº 16682.720.516/2011-43 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal para verificação de eventual insuficiência de recolhimento ou declaração das contribuições para o PIS/Pasep e a Cofins no período de out/2006 a dez/2009. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 953.985 mil.

iii. Processo nº 16682.720.878/2013-04 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal que verificava a utilização de despesa tida em 2000 (em razão da assunção de dívida junto à Fundação Real Grandeza) como prejuízo fiscal registrado em 2009 e, por conseguinte, compensado nos anos-calendário de 2009, 2010 e 2011. A autoridade fiscal afirma que tal registro foi feito de modo errado, tendo em vista que tal despesa deveria ter sido contabilizada no seu período de competência, no ano de 2000. Dessa forma, glosou as despesas deduzidas no ano-calendário 2011. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 593.014 mil.

iv. Ação Processo nº 16682.720.331/2012-10 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em razão de ter se utilizado dos saldos negativos de IRPJ e de CSLL apurados ao final do ano-calendário de 2009, mediante procedimento de compensação considerado irregular pelo Auditor Fiscal, uma vez que Furnas não entregou à Receita Federal a DCOMP para efetivar compensação. Valor em 31 de dezembro de 2013: R\$ 437.884 mil.

Amazonas Energia

São substancialmente causas tributárias que se encontram na esfera administrativa, destacando-se entre os principais a Secretaria de Estado da Fazenda do Amazonas – SEFAZ, com oito processos, no montante de 1.360.636 impetrados pela cobrança de valores de créditos de ICMS aproveitados pela empresa em vários exercícios, cujo

custo efetivo não foi pela Companhia suportado, em razão dos subsídios recebido da CCC, e outros créditos de ICMS que deixaram de ser estornados pela Companhia, em virtude de perdas técnicas e comerciais na distribuição de energia elétrica. A redução significativa nos processos tributários possíveis ocorreu em função de que vários processos que estavam classificados como possíveis, sendo os valores mais relevantes no montante aproximado de 2.057.409, tiveram suas sentenças definitivas a favor da Companhia (as ações foram julgadas improcedentes e, portanto, arquivadas). Além disso, os dois processos referentes à ICMS, semelhantes a estes que tiveram ganho de causa a favor da Concessionária, no montante de R\$ 1.069.814, os quais ainda não foram julgados, foram reclassificados de “possível” para “remoto”.

c) Processos de risco de desembolso remoto, não provisionados

Chesf

Ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia. A ação é considerada pelos seus administradores e suportada pelos consultores jurídicos da Companhia como risco de perda remoto.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7.000.000, valor não atualizado desde então. O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação. A Construtora Mendes Junior S.A interpôs agravos para Superior Tribunal de Justiça – ARESP, sendo que, em 31 de dezembro de 2012, naquela instância, o Ministério Público Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos. O processo encontra-se aguardando julgamento do STJ.

NOTA 32 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termonucleares, 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 termonucleares, 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 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 1.136.342 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 988.490).

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2012	<u>988.490</u>
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	<u>147.852</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2013	<u>1.136.342</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		
	31/12/2013	31/12/2012
Passo São João	302	285
São Domingos	771	731
Mauá	904	854
Batalha e Simplicio	1.590	-
Total	3.567	1.870

CONSOLIDADO		
Não Circulante		
	31/12/2013	31/12/2012
Passo São João	3.538	4.122
Mauá	10.739	12.547
São Domingos	8.537	9.838
Batalha e Simplicio	38.090	44.673
Total	60.904	71.180

UHE	anos	Valor nominal original		Valores atualizados	
		Pagamento anual	Pagamento total	Pagamento anual	Pagamento total
Passo São João	29	200	5.867	301	8.831
Mauá	30	618	18.386	904	26.758
São Domingos	26	260	6.717	771	19.816
Batalha	35	249	6.751	320	8.847
Simplício	35	972	26.743	1.135	31.222
		<u>2.299</u>	<u>64.464</u>	<u>3.431</u>	<u>95.474</u>

NOTA 34 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	156.460	144.574
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	2.641	2.441
UHE de Xingó	7.421	6.857
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.162	1.073
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	6.886	6.363
	<u>174.570</u>	<u>161.308</u>

NOTA 35 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Transmissão		
Contrato 061/2001	-	84.139
Contrato 062/2001	<u>905.316</u>	<u>1.407.057</u>
	905.316	1.491.196
Geração		
Itaparica	863.146	1.018.534
Jirau	711.881	1.607.869
Camaçari	267.117	357.043
Termonorte II	-	131.200
Funil	95.903	83.158
Mauá - Klabin	19.853	33.833
Complexo Paulo Afonso	-	34.107
Coaracy Nunes	85.860	20.834
Outros	<u>295.259</u>	<u>377.750</u>
	2.339.019	3.664.328
TOTAL	<u>3.244.335</u>	<u>5.155.524</u>

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2013, R\$ 2.426.741 (R\$ 3.361.788 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

No exercício de 2013 foi reconhecida uma reversão parcial da provisão para perdas por contrato oneroso no valor de R\$ 537.040, devido ao aumento de RAP – Receita Anual Permitida - de aproximadamente R\$ 45.000 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, a atualização da previsão de despesas, conforme planejamento da Controlada.

UHE Jirau

A variação registrada na provisão referente a UHE Jirau entre 31 de dezembro de 2012 e 2013, refere-se a variação no valor do PLD médio histórico de R\$ 67,00/MWh para R\$ 109,78/MWh e também pela alteração da taxa de desconto de 4,98% adotada em 2012 para 6,80% em 2013.

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	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Amazonas	614.514	642.989	694.668	721.386	774.822	30.482.103
Chesf	304.310	246.880	235.050	223.890	223.890	2.321.057
Distribuidora Alagoas	538.914	601.006	614.124	774.432	774.432	774.432
Distribuidora Piauí	514	15.305	-	-	-	-
Distribuidora Rondônia	712.549	-	-	-	-	-
Distribuidora Acre	102.996	146.929	167.136	167.281	3.518.639	3.518.639
Eletronorte	88.946	35.807	36.245	150.603	150.603	150.603
Furnas	33.220	33.311	33.220	33.220	33.220	33.220
Total	2.395.963	1.722.227	1.780.443	2.070.812	5.475.606	37.280.055

2. Combustível nuclear

Empresas	2014	2015	2016	Após 2016
Eletronuclear	214.842	279.166	233.203	6.232.631

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, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra III.

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	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Chesf	567.430	200.030	199.490	-	-	-
Eletronorte	3.437.867	2.436.281	1.323.984	2.095.828	2.095.828	2.095.828
Eletronuclear	4.205.216	4.205.216	4.205.216	4.205.216	2.102.608	-
Furnas	1.588.551	1.595.284	1.266.295	1.266.295	1.266.295	1.266.295
Total	9.799.064	8.436.811	6.994.985	7.567.339	5.464.731	3.362.123

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	2015	2016	Após 2016
Eletronorte	56.638	56.638	56.638
Eletronuclear	71.505	84.283	155.789
Total	128.143	140.921	212.427

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 – Tucurí

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	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
EletroNorte	13.633	299	135	25	10	10
EletroNuclear	1.990.837	2.483.842	1.704.245	1.704.245	1.704.245	1.704.245
Total	2.004.470	2.484.141	1.704.380	1.704.270	1.704.255	1.704.255

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	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
EletroNorte	2.626	2.642	2.427	2.230	22.595	22.595
Total	2.626	2.642	2.427	2.230	22.595	22.595

8. Fornecedores de combustíveis

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
EletroNorte	49.067	-	-	-	-	-
EletroNuclear	279.166	233.203	6.232.631	6.232.631	6.232.631	6.232.631
Total	328.233	233.203	6.232.631	6.232.631	6.232.631	6.232.631

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro 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 31 de dezembro 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
Outros	232.157.111	21,36	146.920	219.730.858	82,60	452.034.889	33,42
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>265.436.883</u>	<u>99,82</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 Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 258.067.370, ou seja, 58,21% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 152.914.851 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 105.152.491 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 65.800.425 ações ordinárias e 21.072.812 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts - ADR's*.

II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	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.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.233.017	2.233.017
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	2.101.548	9.128.208
	<u>4.334.565</u>	<u>11.361.225</u>

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 no exercício.

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.

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.

	31/12/2013			
	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Numerador				
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.052.303)	(683)	(1.233.677)	(6.286.663)
	<u>(5.052.303)</u>	<u>(683)</u>	<u>(1.233.677)</u>	<u>(6.286.663)</u>
Denominador				
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\$)	(4,65)	(4,65)	(4,65)	

	31/12/2012			
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
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\$)	(5,09)	(5,09)	(5,09)	

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	2.573.677	2.258.029	8.066.674	13.080.819
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	3.774.404	3.659.984
Energia Elétrica de Curto Prazo	235.318	13.599	2.395.732	1.640.241
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	2.198.235	-
Receita de Construção de Linhas Renovadas	-	-	736.854	-
Efeito Financeiro de Itaipu	67.961	502.067	67.961	502.067
	<u>2.876.956</u>	<u>2.773.695</u>	<u>17.239.860</u>	<u>18.883.111</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	2.037.399	-
Receita de Operação e Manutenção	-	-	118.382	2.544.791
Receita de Construção	-	-	1.797.324	1.960.474
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	552.106	2.852.332
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.505.211</u>	<u>7.357.597</u>
Distribuição				
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	4.419.444	5.099.414
Receita de Construção	-	-	1.013.684	1.345.519
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5.433.128</u>	<u>6.444.933</u>
Outras receitas	<u>93.770</u>	<u>94.694</u>	<u>1.008.200</u>	<u>962.425</u>
	<u>2.970.726</u>	<u>2.868.389</u>	<u>28.186.399</u>	<u>33.648.066</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(1.231.306)	(1.389.760)
(-) PASEP e COFINS	(130.488)	(148.948)	(2.238.363)	(2.549.447)
(-) Encargos setoriais	-	-	(870.490)	(1.723.889)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(10.596)	(24.227)
	<u>(130.488)</u>	<u>(148.948)</u>	<u>(4.350.755)</u>	<u>(5.687.323)</u>
Receita operacional líquida	<u>2.840.238</u>	<u>2.719.441</u>	<u>23.835.644</u>	<u>27.960.743</u>

A redução da receita foi substancialmente afetada pela Lei 12.783/2013, e o ativo financeiro de Itaipu foi afetado pela variação cambial do exercício.

NOTA 40 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(708.365)	(8.075.241)	-	-
Investimentos em coligadas				
Juros sobre o capital próprio	98.236	-	98.236	-
Equivalência patrimonial	(361.677)	346.829	(104.393)	415.168
	(263.441)	346.829	(6.157)	415.168
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	14.282	23.520	14.282	23.520
Dividendos	101.275	112.018	101.275	112.018
Remuneração dos investimentos em parcerias	20.707	17.684	20.707	17.684
Rendimentos de capital - ITAIPU	47.661	43.812	47.661	43.812
	183.925	197.034	183.925	197.034
	(787.881)	(7.531.378)	177.768	612.202

NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Pessoal	482.427	354.825	6.650.154	5.112.213
Material	4.226	4.241	295.442	302.186
Serviços	107.121	123.103	2.298.990	2.256.424
	593.774	482.169	9.244.586	7.670.823

As despesas com pessoal foram substancialmente afetadas pelo Plano de Incentivo ao Desligamento, conforme descrito na Nota 30.2.

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Encargos de Uso da Rede	-	-	1.560.883	1.586.809
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	2.142.924	2.011.954
Comercialização na CCEE	73.458	96.520	555.752	532.017
Proinfa	2.783.694	2.292.995	2.783.694	2.292.995
Outros	18.799	17.298	32.836	26.323
	2.875.951	2.406.813	5.515.206	4.863.289
	2.875.951	2.406.813	7.076.089	6.450.098

NOTA 43 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Garantias	83.681	28.885	83.681	28.885
Contingências	1.585.772	(251.693)	1.399.321	579.851
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	(792.871)	919.359
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	106.232	(137.495)	106.232	(137.495)
Passivo a descoberto em Controladas	2.841.728	1.011.968	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(1.924.657)	1.636.137
Perdas em Investimentos	142.622	162.878	142.622	187.741
Impairment	-	-	1.338.903	1.058.940
Ajuste a Valor de Mercado	408	(144.661)	408	(144.661)
Provisão para Perda de Ativo Financeiro	-	-	791.868	-
Impairment BRR	-	-	1.122.970	-
Outras	251.385	94.506	989.728	842.465
	<u>5.011.829</u>	<u>764.387</u>	<u>3.258.205</u>	<u>4.971.221</u>

A variação registrada na rubrica de Contratos Onerosos refere-se ao aumento no valor do PLD médio histórico e da taxa de desconto utilizada em 2013 (vide Nota 38).

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	
	31/12/2013	31/12/2012
Total dos Empréstimos	32.476.287	26.630.150
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	3.597.583	2.501.515
Dívida Líquida	28.878.704	24.128.635
(+) Total do Patrimônio Líquido	60.688.908	67.280.593
Total do Capital	89.567.612	91.409.228
Índice de Alavancagem Financeira	32%	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:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Empréstimos e Recebíveis	33.465.151	32.503.580	57.772.632	61.375.560
Clientes	449.452	477.104	4.898.103	5.339.380
Empréstimos e financiamentos	29.596.834	29.210.956	15.174.341	15.544.793
Direitos de Ressarcimento	-	-	12.579.656	8.203.189
Ativo Financeiro - Concessões geração/transmissão	3.418.865	2.815.520	19.624.353	17.850.927
Indenizações - Lei 12.783/2013	-	-	5.496.179	14.437.271
Mantidos Até o Vencimento	186.972	247.371	190.730	251.211
Títulos e Valores Mobiliários	186.972	247.371	190.730	251.211
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	3.017.931	5.462.141	9.911.496	9.475.829
Caixa e equivalentes de caixa	1.303.236	935.627	3.597.583	2.501.515
Títulos e Valores Mobiliários	1.714.695	4.526.514	6.097.758	6.501.950
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	216.155	472.364
Disponíveis para venda	1.253.297	1.405.289	6.689.554	6.035.733
Investimentos (Participações Societárias)	1.253.297	1.405.289	1.441.867	1.439.786
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	-	5.247.686	4.595.947
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados pelo Custo Amortizado	22.748.832	19.756.417	54.059.643	43.008.384
Fornecedores	342.778	467.804	8.531.871	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	21.823.008	18.638.428	32.476.287	26.630.150
Debêntures	-	-	218.682	69.320
Obrigações de Ressarcimento	583.046	650.185	10.695.108	7.789.757
Arrendamento Mercantil	-	-	2.073.224	2.023.033
Concessões a Pagar UBP	-	-	64.471	73.050
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	420.801	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	420.801	476.283
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	36.848	-	36.848	-
Instrumentos Financeiros Derivativos - Fluxo de Hedge	36.848	-	36.848	-

2.1 - Ativos Financeiros

- a) Equivalentes de caixa: mantidos para a negociação à curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- b) 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.
- c) 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.
- d) 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 exercício, a carteira consolidada de empréstimos e financiamentos concedidos totalizou R\$15.174.342(R\$ 15.554.795 em 31 de dezembro de 2012), conforme demonstrado a seguir por moeda:

Moeda	31/12/2013			31/12/2012		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	5.074.535	78,34%	11.887.606	5.697.399	74,90%	11.642.635
R\$	1.403.029	21,66%	3.286.736	1.909.548	25,10%	3.902.160
	6.477.564	100,00%	15.174.342	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, quando não designados, ou no Patrimônio Líquido, quando classificado como hedge de fluxo de caixa 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.

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 fund b –Revisões Tarifárias Periódicas

b) 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 exercício de 2013 com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 32.476.287 (R\$ 26.630.150 em 31 de dezembro de 2012), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	31/12/2013			31/12/2012		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	4.553.765	32,85%	10.667.649	4.701.104	36,07%	9.606.706
REAL	9.133.388	65,88%	21.395.874	8.172.205	62,71%	16.699.901
YEN	94.598	0,68%	221.606	140.792	1,08%	287.709
EURO	81.601	0,59%	191.158	17.536	0,13%	35.834
	<u>13.863.351</u>	<u>100,00%</u>	<u>32.476.287</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 Itaipu 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 Companhia, 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 seguirão a política de *hedge* da companhia e não poderão caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de 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, 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.

3.2.1 Contratos de swap de taxa de juros

De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor nominal acordado. Tais contratos permitem a Companhia mitigar o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida

com taxa de juros fixa e nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida. O valor justo dos *swaps* de taxa de juros no encerramento do exercício é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do exercício e o risco de crédito inerente para esse tipo de contrato, e está demonstrado a seguir. A taxa de juros média está baseada nos saldos a pagar em aberto no encerramento do exercício.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto no fim do período de relatório:

Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
				31/12/2013	31/12/2012
01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(660)	(1.139)
02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(677)	(1.169)
03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(6.137)	(8.929)
04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(12.586)	(18.694)
05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(1.424)	(2.357)
06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(3.053)	(5.088)
07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(2.897)	(4.836)
08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(2.849)	(4.683)
09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(47)	(1.459)
10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	62	(1.360)
11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	191	(4.074)
12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(1.365)	(2.607)
13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(1.320)	(3.009)
14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(924)	(2.060)
15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(1.109)	(1.920)
16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(829)	(2.003)
17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(884)	(2.070)
18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(340)	(695)
TOTAL	1.040.384			(36.848)	(68.152)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$8.046 mil. Em 31 de dezembro de 2012 não existiam operações com essa classificação.

Desde o início da designação dos *swaps* para contabilização de *hedge*, dentro do período de 3 meses findo em 31 de dezembro de 2013, a Companhia reconheceu R\$ 6.152 como Receitas Financeiras referente aos *swaps*. No mesmo período, a Companhia reconheceu R\$ 63.000 como Despesas Financeiras referentes à parcela inefetiva.

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		Volumes médios de megawatts
	Inicial	Vencimento	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW - até 31/12/2006 800 MW - a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/12/2024	De 304,92 MW a 328 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2024	De 353,08 MW a 492 MW

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 cálculo do prêmio desses contratos inclui o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton, respectivamente.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da commodity do alumínio da LME, é possível atribuir o fair value destes contratos. O valor da LME fechou o mês de dezembro de 2013 cotado em US\$ 1.784,3/ton, o que representou uma variação negativa de 14,95% em relação ao valor verificado em dezembro de 2012, quando o preço da commodity alcançou US\$ 2.098,00/ton.

Além disso, o encerramento do contrato da controlada Eletronorte com a Alcoa no final de março de 2013, contribuiu para a diminuição do valor esperado a contabilizar do prêmio. Dada a celebração do 4º termo aditivo, o contrato passou a ser faturado a preço fixo, não possuindo mais derivativo embutido para a Alcoa.

Por outro lado, no mesmo período de análise, houve uma desvalorização do Real em relação ao dólar, com a cotação passando de R\$ 2,04 para R\$ 2,34, ou seja, 14,64% de variação. Esta variação, embora positiva para o preço do prêmio, não foi suficiente para proporcionar uma melhora na expectativa do valor justo para os derivativos.

A perda apurada na operação com derivativos no exercício de 2013 é de R\$ 178.994 (2012 – ganho de R\$ 133.804).

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.

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 monitora o risco de crédito de suas operações de swap, segundo o CPC 46 (IFRS 13), mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida a risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de swaps dado uma transação não forçada entre as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de Hedge.

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 3.2.1 desta nota explicativa. A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Sistema Eletrobras 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 exercício. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Sistema Eletrobras deve quitar as respectivas obrigações.

CONTROLADORA 31/12/2013					
	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	2.124.926	925.012	2.661.171	17.037.723	22.748.832
Fornecedores	342.778	-	-	-	342.778
Empréstimos e financiamentos	1.199.102	925.012	2.661.171	17.037.723	21.823.008
Obrigações de Ressarcimento	583.046	-	-	-	583.046
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	11.560	6.771	18.517	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	11.560	6.771	18.517	36.848
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 31/12/2013					
	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	18.285.710	4.868.442	2.646.712	28.258.779	54.059.643
Fornecedores	7.740.578	791.293	-	-	8.531.871
Empréstimos e financiamentos	1.969.765	1.368.261	2.051.702	27.086.559	32.476.287
Debêntures	12.804	24.769	41.217	139.892	218.682
Obrigações de Ressarcimento	8.377.400	2.317.708	-	-	10.695.108
Arrendamento Mercantil	181.596	363.192	544.789	983.647	2.073.224
Concessões a Pagar UBP	3.567	3.219	9.004	48.681	64.471
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	225.423	206.938	6.771	18.517	457.649
Instrumentos Financeiros Derivativos	225.423	206.938	6.771	18.517	457.649

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	4.046.705	6.475.826	18.570.698	43.008.384
Fornecedores	6.423.074	-	-	-	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	1.337.279	1.912.889	5.923.679	17.456.303	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	1.670	47.905	21.605	73.050
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	185.031	267.984	6.230	17.038	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	267.984	6.230	17.038	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 - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	5.253.242	5.253.242	12.306.245	2,300	1,725	1,150	(3.244.402)	(6.265.017)	
IGP-M	16.800.163	7.171.588	16.800.163	3,49%	2,61%	1,74%	439.166	292.778	
EURO	59.242	81.595	191.143	3,030	2,273	1,515	(56.503)	(101.383)	
IENE	13.402.704	127.757	299.282	0,024	0,018	0,012	(58.453)	(138.729)	
TOTAL		12.634.182	29.596.834				(2.920.192)	(6.212.351)	

CONTROLADORA									
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	5.361.457	5.632.174	12.559.749	2,080	1,560	1,040	(4.195.876)	(6.983.834)	
IGP-M	16.247.756	7.285.989	16.247.756	5,31%	3,98%	2,66%	647.067	431.378	
EURO	113.938	164.852	367.620	2,643	1,982	1,321	(141.771)	(217.054)	
IENE	1.604.637	16.068	35.832	0,026	0,020	0,013	(4.305)	(14.814)	
TOTAL		13.099.084	29.210.956				(3.694.885)	(6.784.323)	

CONSOLIDADO								
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	5.074.535	5.074.535	11.887.605	2,300	1,725	1,150	8.753.572	5.835.715
IGP-M	3.286.736	1.403.029	3.286.736	3,49%	2,61%	1,74%	85.917	57.278
TOTAL		6.477.564	15.174.341				8.839.490	5.892.993

CONSOLIDADO								
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	4.969.963	5.220.913	11.642.635	2,080	1,560	1,040	8.144.624	5.429.749
IGP-M	3.902.158	1.749.847	3.902.158	5,31%	3,98%	2,66%	69.688	46.458
TOTAL		6.970.759	15.544.793				8.214.311	5.476.207

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

CONTROLADORA								
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	5.253.242	5.253.242	12.306.245	2,300	2,875	3,450	2.796.826	5.817.440
IGP-M	16.800.163	7.171.588	16.800.163	3,49%	4,36%	5,23%	731.944	878.333
EURO	59.242	81.595	191.143	3,030	3,788	4,545	33.257	78.137
IENE	13.402.704	127.757	299.282	0,024	0,030	0,036	102.101	182.377
TOTAL		12.634.182	29.596.834				3.664.128	6.956.287

CONTROLADORA								
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	5.361.457	5.632.174	12.559.749	2,080	2,600	3,120	1.380.039	4.167.997
IGP-M	16.247.756	7.285.989	16.247.756	5,31%	6,64%	7,97%	1.078.445	1.294.134
EURO	113.938	164.852	367.620	2,643	3,304	3,964	8.794	84.077
IENE	1.604.637	16.068	35.832	0,026	0,033	0,039	16.713	27.222
TOTAL		13.099.084	29.210.956				2.483.991	5.573.430

CONSOLIDADO								
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	5.074.535	5.074.535	11.887.605	2,300	2,875	3,450	14.589.287	17.507.145
IGP-M	3.286.736	1.403.029	3.286.736	3,49%	4,36%	5,23%	143.195	171.834
TOTAL		6.477.564	15.174.341				14.732.483	17.678.979

CONSOLIDADO								
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	4.969.963	5.220.913	11.642.635	2,080	2,600	3,120	13.574.373	16.289.247
IGP-M	3.902.158	1.749.847	3.902.158	5,31%	6,64%	8,30%	116.146	145.183
TOTAL		6.970.759	15.544.793				13.690.519	16.434.430

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 - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	4.444.558	4.443.420	10.409.155	2,300	1,725	1,150	2.742.292	5.297.913
IGP-M	11.001.087	4.696.101	11.001.087	3,49%	2,61%	1,74%	(287.575)	(191.717)
EURO	59.270	81.601	191.159	3,030	2,273	1,515	56.453	101.355
IENE	9.933.079	94.599	221.607	0,024	0,018	0,012	43.122	102.617
TOTAL		9.315.721	21.823.008				2.554.293	5.310.169

CONTROLADORA								
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	4.031.438	4.234.999	9.444.047	2,080	1,560	1,040	3.155.003	5.251.351
IGP-M	8.870.838	3.977.954	8.870.838	5,31%	3,98%	2,66%	(353.281)	(235.521)
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	1,982	1,321	13.819	21.158
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,020	0,013	34.564	118.946
TOTAL		8.358.039	18.638.428				2.850.106	5.155.934

CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	4.553.765	4.553.765	10.667.649	2,300	1,725	1,150	2.812.405	5.430.820	
IGP-M	21.395.874	9.133.388	21.395.874	3,49%	2,61%	1,74%	(559.301)	(372.867)	
EURO	59.246	81.601	191.158	3,030	2,273	1,515	56.507	101.391	
IENE	9.924.138	94.598	221.606	0,024	0,018	0,012	43.282	102.723	
TOTAL		13.863.350	32.476.287				2.352.893	5.262.066	

CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	4.100.873	4.307.940	9.606.706	2,080	1,560	1,040	3.209.344	5.341.798	
IGP-M	16.699.901	7.488.745	16.699.901	5,31%	3,98%	2,66%	(665.074)	(443.382)	
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	1,982	1,321	13.819	21.158	
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,020	0,013	34.564	118.946	
TOTAL		11.941.771	26.630.150				2.592.654	5.038.519	

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

CONTROLADORA									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	4.444.558	4.443.420	10.409.155	2,300	2,875	3,450	(2.368.949)	(4.924.570)	
IGP-M	11.001.087	4.696.101	11.001.087	3,49%	4,36%	0,052	(479.292)	(575.150)	
EURO	59.247	81.601	191.159	3,030	3,788	4,545	(33.260)	(78.144)	
IENE	9.924.183	94.599	221.607	0,024	0,030	0,036	(75.602)	(135.043)	
TOTAL		9.315.721	21.823.008				(2.957.103)	(5.712.907)	

CONTROLADORA									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	4.031.438	4.234.999	9.444.047	2,080	2,600	3,120	(1.037.692)	(3.134.040)	
IGP-M	8.870.838	3.977.954	8.870.838	5,31%	6,64%	7,97%	(588.802)	(706.562)	
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	3,304	3,964	(857)	(8.195)	
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,033	0,039	(134.199)	(218.580)	
TOTAL		8.358.039	18.638.428				(1.761.550)	(4.067.378)	

CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	4.553.765	4.553.765	10.667.649	2,300	2,875	3,450	(2.424.424)	(5.042.839)	
IGP-M	21.395.874	9.133.388	21.395.874	3,49%	4,36%	5,23%	(932.168)	(1.118.602)	
EURO	59.246	81.601	191.158	3,030	3,788	4,545	(33.260)	(78.143)	
IENE	9.924.138	94.598	221.606	0,024	0,030	0,036	(75.601)	(135.043)	
TOTAL		13.863.351	32.476.287				(3.465.453)	(6.374.627)	

CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	4.100.873	4.307.940	9.606.706	2,080	2,600	3,120	(1.055.565)	(3.188.019)	
IGP-M	16.699.901	7.488.745	16.699.901	5,31%	6,64%	7,97%	(1.108.456)	(1.330.147)	
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	3,304	3,964	(857)	(8.195)	
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,033	0,039	(134.199)	(218.580)	
TOTAL		11.941.771	26.630.150				(2.299.077)	(4.744.942)	

4.3 – Ativo Financeiro de Itaipu Binacional

Foram realizadas análises de sensibilidade do ativo financeiro decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional. A análise limitou-se à variação da taxa de câmbio real por dólar, incluindo dois cenários onde há valorização cambial de 25% e 50% e dois cenários onde há desvalorização cambial de 25% e 50%.

4.3.1 - Depreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar	1.459.432	1.459.432	3.418.865	2,300	1,725	1,150	901.345	1.740.519

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar	865.878	909.599	2.028.406	2,080	1,560	1,040	677.636	1.127.893

4.3.2 - Apreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	1.459.432	1.459.432	3.418.865	2,300	2,875	3,450	(777.002)	(1.616.175)

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	865.878	909.599	2.028.406	2,080	2,600	3,120	(222.877)	(673.133)

4.4 – 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 31/12/2013	Cenário I (-25%) Índices e Preços	Cenário II (-50%) Índices e Preços	Cenário I (+25%) Índices e Preços	Cenário II (+50%) Índices e Preços
216.155	-	-	587.693	1.067.039

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\$ 1,450.00), 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 a 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.

4.5. – Swap de juros indexados a Libor

A Companhia considera que o risco mais relevante para as operações de swap de Libor é a variação da curva futura de juros. A Companhia adotou as informações de mercado do dia 31 de dezembro de 2013 e impactou a curva futura de Libor conforme descrito no quadro abaixo:

	Aumento na curva da Libor		Queda da curva da Libor	
	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário III (-25%)	Cenário IV (-50%)
Saldo de Valor Justo R\$ mil	Saldo de Valor Justo Sensibilizado R\$ mil			
(36,500)	(23,644)	(10,777)	(49,346)	(62,181)

A Companhia sensibiliza o risco de mercado isoladamente, ou seja, impacta apenas o risco de mercado relevante sem considerar os demais efeitos macroeconômicos.

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				
31/12/2013				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.253.297	-	-	1.253.297
Investimentos (Participações Societárias)	1.253.297	-	-	1.253.297
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	3.017.931	-	-	3.017.931
Caixa e equivalentes de caixa	1.303.236	-	-	1.303.236
Títulos e Valores Mobiliários	1.714.695	-	-	1.714.695
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	36.848	-	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	36.848	-	36.848

CONTROLADORA				
31/12/2012				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.405.289	-	-	1.405.289
Investimentos (Participações Societárias)	1.405.289	-	-	1.405.289
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	-	-	-
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
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	-
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				
31/12/2013				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.441.867	5.247.686	-	6.689.554
Investimentos (Participações Societárias)	1.441.867	-	-	1.441.867
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	5.247.686	-	5.247.686
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	9.695.341	216.155	-	9.911.496
Caixa e equivalentes de caixa	3.597.583	-	-	3.597.583
Títulos e Valores Mobiliários	6.097.758	-	-	6.097.758
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	216.155	-	216.155
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	420.801	-	420.801
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	420.801	-	420.801

CONSOLIDADO				
31/12/2012				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.439.786	4.595.947	-	6.035.733
Investimentos (Participações Societárias)	1.439.786	-	-	1.439.786
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.595.947	-	4.595.947
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	9.003.465	472.364	-	9.475.829
Caixa e equivalentes de caixa	2.501.515	-	-	2.501.515
Títulos e Valores Mobiliários	6.501.950	-	-	6.501.950
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, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes, e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

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 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, são as seguintes:

31/12/2013								
	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	71.772	14.633.670	2.054.657	1.349.213	2.854.102	4.498.837	(1.626.607)	23.835.644
Despesas Operacionais	(7.161.257)	(11.407.123)	(2.041.034)	(2.485.406)	(3.914.835)	(6.610.401)	4.416.001	(29.204.055)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.089.485)	3.226.547	13.623	(1.136.193)	(1.060.733)	(2.111.564)	2.789.394	(5.368.411)
Resultado Financeiro	2.125.578	(1.466.380)	217.828	(292.168)	(88.706)	(282.540)	52.334	265.946
Resultado de Participações Societárias	(519.762)	-	-	-	-	-	697.530	177.768
Imposto de renda e contribuição social	(1.326.082)	(242.139)	(204.989)	194.458	212.490	(416)	-	(1.366.678)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(6.809.751)	1.518.028	26.462	(1.233.903)	(936.949)	(2.394.520)	3.539.258	(6.291.375)

31/12/2012								
	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	69.259	19.185.060	-	6.741.198	-	4.675.664	(2.656.885)	28.014.296
Despesas Operacionais	(2.571.528)	(17.868.099)	-	(5.556.712)	-	(5.421.152)	3.775.605	(27.641.887)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(2.502.269)	1.316.961	-	1.184.486	-	(745.488)	1.118.720	372.409
Resultado Financeiro	3.170.259	(626.322)	-	(612.840)	-	(139.868)	(106.754)	1.684.475
Efeito da Lei 12.783/13	-	(7.226.581)	-	(3.134.874)	-	276.075	-	(10.085.380)
Resultado de Participações Societárias	(7.533.116)	-	-	-	-	-	8.145.317	612.202
Imposto de renda e contribuição social	(644.209)	817.719	-	342.594	-	(25.462)	-	490.642
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(7.509.336)	(5.718.223)	-	(2.220.634)	-	(634.743)	9.157.283	(6.925.652)

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					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	3.451.299	-	-	3.525.382	-	-
	AFAC	34.740	-	-	525.450	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(731.162)	-	-	(1.315.879)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	227.835	-	-	213.487
		3.486.039	-	(503.327)	4.050.832	-	(1.102.392)
CHESF	Financiamentos e empréstimos	56.594	-	-	128.655	-	-
	Outros passivos	-	1.355	-	-	1.355	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	6.223	-	-	9.623
	Resultado de participações societárias	-	-	(464.109)	-	-	(5.317.877)
		56.594	1.355	(457.886)	128.655	1.355	(5.308.254)
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	3.616.309	-	-	4.232.588	-	-
	Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	AFAC	16.065	-	-	220.240	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	1.214.814	-	-	(709.978)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	274.130	-	-	293.749
		3.632.374	-	1.488.944	4.452.828	-	(416.229)
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	1.354.712	-	-	1.142.217	-	-
	Dividendo a receber	62.811	-	-	15.613	-	-
	AFAC	59.284	-	-	554.768	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	264.434	-	-	65.486
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	83.822	-	-	65.110
		1.476.807	-	348.256	1.712.598	-	130.596
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	1.585.824	-	-	1.074.018	-	-
	AFAC	4.147	-	-	160.949	-	-
	Dividendo a receber	58.140	-	-	53.723	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	97.718	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(284.885)	-	-	(417.946)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	51.232	-	-	39.882
		1.648.111	97.718	(233.653)	1.288.690	-	(378.064)
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.085.814	-	-	1.099.311	-	-
	Outros ativos	-	-	-	264.404	-	-
	Outros passivos	-	283.348	-	-	237.215	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(687.915)	-	-	19.724
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	69.251	-	-	71.280
		1.085.814	283.348	(618.664)	1.363.715	237.215	91.004
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	5.943.803	-	-	5.821.318	-	-
	Dividendo a receber	2.343	-	-	8.164	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	401.267	-	-	403.056
		5.946.146	-	401.267	5.829.482	-	403.056
CEAL	Financiamentos e empréstimos	621.345	-	-	421.155	-	-
	AFAC	7.698	-	-	176.514	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(67.688)	-	-	(87.067)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	39.997	-	-	28.727
		629.043	-	(27.691)	597.669	-	(58.340)
CEPISA	Financiamentos e empréstimos	786.048	-	-	579.092	-	-
	AFAC	15.631	-	-	430.282	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	219.475	-	-	223.505	-
	Provisões operacionais	-	-	-	-	-	36.488
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	62.854	-	-	38.212
		801.679	219.475	62.854	1.009.374	223.505	74.700
AMAZONAS ENERGIA	Financiamentos e empréstimos	1.213.074	-	-	1.028.989	-	-
	AFAC	3.058	-	-	277.681	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	1.994.855	-	-	1.128.018	-
	Provisões operacionais	-	-	1.157.180	-	-	829.203
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	90.389	-	-	55.072
		1.216.132	1.994.855	1.247.569	1.306.670	1.128.018	884.275

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CERON	Financiamentos e empréstimos	494.530	-	-	281.242	-	-
	AFAC	233	-	-	162.798	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	188.654	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(21.528)	-	-	(135.118)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	33.669	-	-	13.715
		494.763	188.654	12.141	444.040	-	(121.403)
ELETROPAR	Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	1.618	-	-	12.831
		-	-	1.618	-	-	12.831
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	158.074	-	-	154.954	-	-
	AFAC	237.337	-	-	217.497	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	197.524	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	13.010	-	-	11.985
		395.411	197.524	13.010	372.451	-	11.985
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	39.494	-	-	168.119	-
		-	39.494	-	-	168.119	-
INAMBARI	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(1.352)
		-	-	-	-	-	(1.352)
NORTE ENERGIA	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(5.750)
		-	-	-	-	-	(5.750)
CHC	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(2.421)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	(2.421)
ELETROS	Contribuições Previdenciárias	-	-	-	-	-	28.292
		-	-	-	-	-	28.292

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Consumidores e revendedores	-	-	-	13.539	-	-
	Contas a receber	16.716	-	-	3.008	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	13.231	-	-	-
	Outras receitas	-	-	62.848	-	-	81.975
		16.716	-	76.079	16.547	-	81.975
BNDES	Empréstimos e financiamentos a pagar	-	-	-	-	4.888.893	-
		-	-	-	-	4.888.893	-
REAL GRANDEZA	Contas a receber	-	-	-	5.411	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	5.138	-
	Fornecedores	-	-	-	-	80	-
	Contas a pagar	-	(202.598)	-	-	(267.534)	-
	Obrigações diversas	-	-	-	-	-	-
	Contratos de dívida atuariais	-	-	-	-	24.374	-
	Outros passivos	-	5.943	-	-	197.440	-
	Encargos de dívida / Variação monetária	-	-	-	-	-	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	-	-	-	(16.198)
	Receitas financeiras	-	-	757	-	-	279
	Ativo atuarial - baixa e provisão atuarial	-	-	-	-	-	(19.812)
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	4
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(40.593)	-	-	(79.464)
	Outras receitas	-	-	15.915	-	-	-
NUCLEOS	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	-
	Contribuições desp administrativa	-	-	-	-	-	-
	Reversão das contribuições	-	-	-	-	-	19.914
		-	(196.655)	(23.921)	5.411	(40.502)	(95.277)
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	2.942	-
	Reversão das contribuições	-	-	-	-	-	20.733
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	-	-	-	(20.733)
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	2.942	-
RS ENERGIA	Contas a receber	-	-	-	1	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	2.332	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	221.325	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.882	-	-	8.182
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	10.594	-	-
	Outras ativos	-	-	-	1	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.330
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	4
UIRAPURU	Outras receitas	-	-	-	-	-	15
		-	-	4.882	234.253	-	9.531
	Contas a receber	-	-	-	1	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.736	-	-	1.908	-	-
	Outros ativos	5.304	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	40.600	-	-	33.111	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	7.271	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	7.433	-	-	7.935
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	2
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.430	-	-	2.289
	Outras receitas	-	-	20	-	-	16
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(21)	-	-	-
		47.640	2	9.862	42.291	-	10.242

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
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	-	-	26.989
	Outras ativos	-	-	-	537	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	5.606
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	9
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
		-	-	3.592	181.871	-	32.604
PORTO VELHO	Contas a receber	-	-	-	2	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	1.351	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	297.793	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	3.238	-	-
	Outras passivos	-	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	60
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.746	-	-	2.685
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
		-	-	1.746	302.384	-	2.745
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	231.446	-	-	189.640	-	-
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	805	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	3.984	-	-
	Outros ativos	68	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	237.116	-	-	3.414
	Receitas de prestação de serviços	-	-	204	-	-	-
		231.514	-	237.320	194.429	-	3.414
ETAU	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	58	-	-	535	-	-
	Participação societária permanente	24.199	-	-	9.567	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	14.129	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.844	-	-	4.793
	Outros ativos	62	-	-	16	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	1
	Receitas de prestação de serviços	-	-	752	-	-	219
	Outras receitas	-	-	8	-	-	2
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(25)	-	-	-
		24.319	3	4.579	24.247	-	5.015
ESBR	Participação societária permanente	2.752.140	-	-	952.342	-	-
	Outros passivos	-	-	-	(12.518)	-	-
	Outros Resultados Abrangentes	-	133	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(77.777)	-	-	(4.352)
		2.752.140	133	(77.777)	939.824	-	(4.352)
CERRO CHATO I	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	86.940	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	440	-	-
	Outros Ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	1	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	325	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	57
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(261)
	Outras receitas	-	-	-	-	-	9
		-	-	325	86.506	-	(195)
CERRO CHATO II	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	81.090	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	1.084	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	478	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(904)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	57
	Outras receitas	-	-	-	-	-	9
		-	-	478	80.012	-	(838)
CERRO CHATO III	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	176	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	74.970	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	850	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	543	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.721)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	57
	Outras receitas	-	-	-	-	-	8
		-	-	543	76.001	-	(1.656)
TELES PIRES	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	262.964	-	-	184.194	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(3.734)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	9.605	-	-	196
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.800)	-	-	(3.734)
	Outras receitas	-	-	111	-	-	-
		262.964	-	2.916	184.194	-	(7.272)
INTEGRAÇÃO	Participação societária permanente	22.455	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	20.155	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	11.342	-	-	9.197
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		22.455	-	11.342	20.155	-	9.197
COSTA OESTE	JCP / Dividendos a receber	458	-	-	-	-	-
	AFAC	15.104	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	4.278	-	-	1.390	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	252	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(252)
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.599	-	-	-
		19.840	-	3.599	1.138	-	(252)

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TSBE	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.440	-	-	-	-	-
	AFAC	86.400	-	-	-	-	-
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	167.403	-	-	6.408	-	-
	Outros ativos	208	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(107)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.789	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	105
LIVRAMENTO	Outras Receitas	-	-	2.595	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(106)
		255.451	-	7.384	6.301	-	(1)
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	97.348	-	-	36.055	-	-
	Outros ativos	112	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(775)	-	-
SANTA VITÓRIA	Outras Receitas	-	-	125	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	119
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(10.963)	-	-	(775)
		97.460	-	(10.838)	35.280	-	(656)
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	185.970	-	-	97.551	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(492)	-	-
MARUMBI	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	138	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(492)
	Outras receitas	-	-	-	-	-	119
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
		185.970	-	138	97.059	-	(373)
	AFAC	4.505	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	101	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.151	-	-	622	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(52)	-	-
CHUI	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(52)
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	682	-	-	-
		5.757	-	682	570	-	(52)
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	75.210	-	-	33.887	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(281)	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		75.210	-	(193)	33.606	-	(281)
		-	-	(193)	-	-	(281)
AMAPARI ENERGIA	Participação societária permanente	-	-	-	39.191	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	7.355
		-	-	-	39.191	-	7.355
	Fornecedores	-	302	-	-	2.160	-
	Contribuições previdenciárias	-	14.238	-	-	-	-
	Contratos de dívida atuariais	-	-	-	-	2.523	-
	Contribuição normal	-	-	-	-	11.001	-
	Despesas atuariais	-	-	(110.199)	-	-	(30.650)
	Despesas financeiras	-	-	(60)	-	-	(31.363)
FACHESF	Despesas operacionais	-	-	-	-	-	(18.581)
	Outras despesas	-	-	(17.732)	-	-	-
		-	14.540	(127.992)	-	15.684	(80.594)
	Participação societária permanente	49.829	-	-	45.183	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.152	-	-	-	-	-
	AFAC	86.000	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	125	-	-	-	-
TDG	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.798	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	57	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	875
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(4.352)
		137.981	125	6.855	45.183	-	(3.477)
	Participação societária permanente	207.038	-	-	187.758	-	-
	AFAC	13.650	-	-	-	-	-
	Outros ativos	1.338	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	491	-	-	-	-
MANAUS TRANSMISSÃO	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	329.402	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.003)	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(5.452)
		222.026	491	322.399	187.758	-	(5.452)
	Participação societária permanente	674.902	-	-	514.112	-	-
	Dividendos / JCP a receber	311.414	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	AFAC	11.025	-	-	-	-	-
IEMADEIRA	Fornecedores	-	1.624	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	(805)	-	-	-	-
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	10.251	-	-	-
	Outros Créditos	-	-	7.350	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	39.720	-	-	19.116
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(4.556)	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	-
		997.341	819	52.765	514.112	-	19.116
MANAUS CONSTRUÇÃO	JCP / Dividendos a receber	9.377	-	-	2.970	-	-
	Participação societária permanente	3.533	-	-	15.410	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	20.340	-	-	3.556
		12.910	-	20.340	18.380	-	3.556
	Contas a receber	-	-	-	177	-	-
	Outras contas a receber	191	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.292	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	195.154	-	-	188.861	-	-
	Fornecedores	-	1.439	-	-	1.226	-
STN	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	38.082	-	-	17.615
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	-	-	-	7.494
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.297	-	-	2.134
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(14.740)	-	-	11.321
		196.637	1.439	25.639	189.038	1.226	15.922

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
INTESA	JCP / Dividendos a receber	1.334	-	-	762	-	-
	Participação societária permanente	38.152	-	-	35.646	-	-
	Fornecedores	-	1.108	-	-	924	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.660	-	-	4.107
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	720	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11.347)	-	-	(8.696)
		39.486	1.108	(6.967)	36.408	924	(4.589)
EAPSA	Clientes	131	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	242	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.379	-	-	3.090	-	-
	Participação societária permanente	92.842	-	-	261.301	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	13.521	-	-	40.404
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		96.352	-	13.521	264.633	-	40.404
SETE GAMELEIRAS	Contas a receber	5	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	20.243	-	-	19.810	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	25	-	-	56
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(743)	-	-	(88)
		20.248	-	(718)	19.825	-	(32)
S. PEDRO DO LAGO	Participação societária permanente	15.118	-	-	14.098	-	-
	Contas a receber	5	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	25	-	-	56
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(58)	-	-	(117)
		15.123	-	(33)	14.113	-	(61)
PEDRA BRANCA	Participação societária permanente	14.096	-	-	13.504	-	-
	Contas a receber	5	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	25	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	15	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	329	-	-	56
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(735)	-	-	(118)
		14.126	-	(406)	13.519	-	(62)
AMAPARI	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	41.623	-	-	-
		-	-	41.623	-	-	-
BRASVENTO MIASSABA	Clientes	68	-	-	-	-	-
	AFAC	22.885	-	-	22.885	-	-
	Participação societária permanente	8.247	-	-	9.534	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	113	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	31.131	-	-	(799)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	270	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.288)	-	-	-
		31.200	-	30.226	32.419	-	(799)
BRASVENTO EOLO	AFAC	16.691	-	-	16.691	-	-
	Participação societária permanente	5.870	-	-	6.938	-	-
	Clientes	58	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	210	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	22.306	-	-	(623)
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	135	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.068)	-	-	-
		22.619	-	21.583	23.629	-	(623)
		-	-	-	-	-	-
PREVINORTE	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	-
ANDE	Clientes	-	-	-	63.659	-	-
	Outros ativos	-	-	-	23.791	-	-
	Obrigações diversas	-	-	-	-	(38.078)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	239.834
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	479
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	622
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(42.932)
		-	-	-	87.451	(38.078)	198.002
FIBRA	Contas a pagar	-	-	-	-	(42.610)	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	(2.888)	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(4.800)
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	(20.434)
		-	-	-	-	(45.499)	(25.234)
CAJUBI	Contas a pagar	-	-	-	-	(47.187)	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	(6.190)	-
	Outros passivos	-	-	-	-	887.445	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(622)
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	(90.708)
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	(27.269)
		-	-	-	-	834.068	(118.599)
ENERPEIXE	Contas a receber	240	-	-	536	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	25.960	-	-	29.640	-	-
	Participação societária permanente	525.378	-	-	514.735	-	-
	Outros ativos	2	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	96.604	-	-	76.524
	Receitas de prestação de serviços	-	-	86	-	-	3.046
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	2.414	-	-	-
		551.580	-	99.104	544.911	-	84.484
TRANSELESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(1.652)	-	-
	Participação societária permanente	27.187	-	-	25.687	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(160)	-	-	(126)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.840	-	-	4.041
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.631)	-	-	(1.193)
		27.187	(160)	5.209	24.035	(126)	2.848

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSUDESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(379)	-	-
	Contas a receber	-	-	-	23	-	-
	Participação societária permanente	14.007	-	-	13.871	-	-
	Outros ativos	25	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(99)	-	-	(79)	-
	Outras receitas	-	-	147	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	139	-	-	132
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.909	-	-	2.035
	Outras despesas	-	-	-	-	-	138
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(996)	-	-	(734)
		14.032	(99)	3.199	13.515	(79)	1.571
TRANSIRAPÉ	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(460)	-	-
	Participação societária permanente	14.050	-	-	11.360	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(68)	-	-	(45)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.745	-	-	1.969
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(698)	-	-	(501)
		14.050	(68)	3.047	10.900	(45)	1.468
CENTROESTE	AFAC	-	-	-	3.527	-	-
	Contas a receber	-	-	-	52	-	-
	Participação societária permanente	17.630	-	-	20.268	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	59	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(68)	-	-	(54)	-
	Outras receitas	-	-	79	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	729	-	-	542
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.746	-	-	3.963
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	74
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(689)	-	-	(506)
		17.689	(68)	3.865	23.847	(54)	4.073
BAGUARI	Clientes	15	-	-	40	-	-
	AFAC	82.632	-	-	82.632	-	-
	Participação societária permanente	9.805	-	-	6.608	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.837	-	-	9.729	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.035	-	-	8.623
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	190	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	382
		94.289	-	5.225	99.009	-	9.005
RETIRO BAIXO	Contas a receber	-	-	-	11	-	-
	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	2.550	-	-
	AFAC	58	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	113.123	-	-	110.020	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.103	-	-	4.010
	Receitas financeiras	-	-	3.138	-	-	1.524
	Despesas financeiras	-	-	(41)	-	-	-
		113.181	-	6.200	112.639	-	5.534
SERRA FACÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	2.289	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	60.742	-	-	-	-	-
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	298	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(26.544)	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(3.885)
	Compra de energia	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	34
		63.031	-	(26.246)	-	-	(3.851)
CHAPECOENSE	JCP / Dividendos a receber	17.054	-	-	(2.773)	-	-
	Clientes	448	-	-	794	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	1.113	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	345.387	-	-	303.627	-	-
	Outros ativos	751	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	90.568	-	-	32.762
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	7.227
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	4.273	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	309	-	-	5.943
		363.640	-	95.150	302.761	-	45.932
MADEIRA ENERGIA	Clientes	2.011	-	-	-	-	-
	AFAC	89.700	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.416.382	-	-	1.669.041	-	-
	Contas a receber	-	-	-	3.073	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	1.903	-	-
	Outros ativos	163	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(18.678)	-	-	(100.459)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	15.191
	Receitas de prestação de serviços	-	-	22.771	-	-	25.406
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	19.793	-	-	-
	Outras receitas	-	-	1.607	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
		2.508.256	-	25.493	1.674.017	-	(59.862)
INAMBARI	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.088)	6.640	-	-
	Outras despesas	-	-	(6.126)	-	-	(919)
		-	-	(7.214)	6.640	-	(919)

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	9.904	-	-	-	-	-
	AFAC	-	-	-	24.556	-	-
	Contas a receber	-	-	-	17	-	-
	Participação societária permanente	78.241	-	-	83.308	-	-
	Fornecedores	-	(79)	-	-	8	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(21.680)	-	-	4.214
	Outros ativos	17	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	8
	Outras Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(654)	-	-	106
		88.162	(79)	(22.334)	107.881	8	4.100
MGE TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	60.802	-	-	35.991	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	201	-	-
	AFAC	45.570	-	-	27.440	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	257	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(74)
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1.975
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(2.831)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.855	-	-	2.042
		106.372	-	(976)	63.889	-	3.943
GOIÁS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	80.080	-	-	44.806	-	-
	AFAC	51.499	-	-	56.840	-	-
	JCP / Dividendos a receber	20.051	-	-	300	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	38	-	-
	Outros ativos	359	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(207)	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.815)	-	-	4.567
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.290	-	-	870
		151.989	(207)	475	101.984	-	5.437
REI DOS VENTOS	Clientes	60	-	-	-	-	-
	AFAC	12.894	-	-	12.894	-	-
	Participação societária permanente	7.553	-	-	8.914	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	79	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	20.447	-	-	(775)
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	187	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.359)	-	-	-
		20.507	-	19.354	21.808	-	(775)
SEFAC ENERGIA PARTICIPAÇÕES	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	104.098	-	-
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(40.360)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	91
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-
	Compra de energia	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	104.098	-	(40.269)
TRANS SÃO PAULO	AFAC	13.132	-	-	7.987	-	-
	Participação societária permanente	36.500	-	-	23.328	-	-
	JCP / Dividendos a receber	5.441	-	-	566	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	333	-	-
	Outros ativos	71	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(20)	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.013	-	-	755
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	15.107	-	-	2.378
	Outras Receitas	-	-	229	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(293)	-	-	(24)
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	-
		55.144	(20)	16.056	32.214	-	3.109
TRANS GOIÁS	AFAC	93	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.369	-	-	2.513	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(273)
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(487)	-	-	-
		2.462	-	(487)	2.513	-	(273)
CALDAS NOVAS	AFAC	-	-	-	6.417	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	98	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	10.634	-	-	50	-	-
	Outros ativos	176	-	-	-	-	-
	Outras receitas	404	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	684
	Receitas de prestação de serviços	-	-	170	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.578	-	-	-
		11.214	-	1.737	6.565	-	684

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
IE GARANHUS	Participação societária permanente	98.659	-	-	14.956	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.853	-	-	255
		98.659	-	2.853	14.956	-	255
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	AFAC	2.728	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.907	-	-	931	-	-
	Outros ativos	94	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	537	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	5	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	810	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(131)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
		5.729	-	1.221	931	-	-
TSLE	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	AFAC	102.620	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	16.901	-	-	5.100	-	-
	Outros ativos	474	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	5.100	-	-
	Outros passivos	-	5	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	120	-	-	(564)
	Outras Receitas	-	-	8.236	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	52
		119.995	5	8.356	-	-	(512)
Energia dos Ventos I	AFAC	5.175	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	198	-	-	167	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.373	-	(23)	167	-	-
Energia dos Ventos II	AFAC	3.121	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	154	-	-	123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		3.275	-	(23)	123	-	-
Energia dos Ventos III	AFAC	4.655	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	186	-	-	152	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	61	-	-	-
		4.841	-	36	152	-	-
Energia dos Ventos IV	AFAC	6.811	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	210	-	-	216	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(26)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.021	-	(26)	216	-	-
Energia dos Ventos V	AFAC	5.454	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	183	-	-	157	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.637	-	(23)	157	-	-
Energia dos Ventos VI	AFAC	7.585	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	181	-	-	206	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.766	-	(25)	206	-	-
Energia dos Ventos VII	AFAC	7.634	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	205	-	-	216	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.839	-	(25)	216	-	-
Energia dos Ventos VIII	AFAC	5.454	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	164	-	-	157	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(22)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	10	-	-	-
		5.618	-	(12)	157	-	-
Energia dos Ventos IX	AFAC	5.562	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	186	-	-	167	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(24)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.748	-	(24)	167	-	-
Energia dos Ventos X	AFAC	4.131	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	178	-	-	137	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		4.309	-	(23)	137	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
JUNCO I	Participação societária permanente	5.193	-	-	106	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(148)	-	-	(38)
		5.193	-	(148)	106	-	(38)
JUNCO II	Participação societária permanente	5.285	-	-	111	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(61)	-	-	(33)
		5.285	-	(61)	111	-	(33)
CAIÇARA I	Participação societária permanente	5.280	-	-	114	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(69)	-	-	(30)
		5.280	-	(69)	114	-	(30)
CAIÇARA II	Participação societária permanente	3.399	-	-	67	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(56)	-	-	(29)
		3.399	-	(56)	67	-	(29)
EXTREMOZ	Participação societária permanente	1.505	-	-	53	-	-
	AFAC	178.150	-	-	34.525	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.452	-	-	53
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		179.655	-	1.452	34.578	-	53
NORTE ENERGIA	Outros ativos	35	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	631.824	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	841.589	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.000)	-	-	-
		631.859	-	835.589	-	-	-
AETE	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	39.235	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.022	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.831)	-	-	-
		-	-	38.426	-	-	-
BRASNORTE	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	139	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	105.921	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	4.747	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.643)	-	-	-
		-	4.886	104.278	-	-	-
AGUAS DA PEDRA	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	96.220	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	690	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		-	-	96.910	-	-	-
ESTAÇÃO TRANSM	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	-
	Outros passivos (especificar, se relevante)	1.646	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	743.762	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	40	-	-	-
	Outras receitas (especificar, se relevante)	-	-	-	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(10.934)	-	-	-
		1.646	-	732.868	-	-	-
INTEGRAÇÃO TRANS.	Outros ativos	272	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	121.999	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.386	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.264)	-	-	-
		272	-	117.121	-	-	-
LINHA VERDE	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	23.257	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		-	-	23.257	-	-	-
RIO BRANCO	Outros ativos	152	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	176	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
		152	176	-	-	-	-
CONSTRUTORA INTEG	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	24.638	-	-	-
		-	-	24.638	-	-	-
TRANSPORTE	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	42.584	-	-	-
		-	-	42.584	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CTEEP	JCP / Dividendos a receber	1.114	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	18.140	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.673	-	-	-
		19.254	-	5.673	-	-	-
EMAE	Participação societária permanente	5.407	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(4.994)	-	-	-
		5.407	-	(4.994)	-	-	-
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	10.908	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	443	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	146	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	302	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(443)	-	-	-
		11.351	-	5	-	-	-
CEPEL	Outras despesas (Despesas Operacionais)	-	-	(10.924)	-	-	-
		-	-	(10.924)	-	-	-
TME	Outros passivos	-	294	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	75.656	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.902)	-	-	-
		-	294	72.754	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Participação societária permanente	17.801	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	161	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	208	-	-	-
		17.801	-	369	-	-	-
Centrais Eólica Famosa I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	3.807	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	3.455	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(305)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.262	-	(305)	-	-	-
Centrais Eólica Pau Brasil S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	2.538	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.302	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(225)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		4.840	-	(225)	-	-	-
Centrais Eólica São Paulo S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	2.856	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.594	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(241)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.450	-	(241)	-	-	-
Centrais Eólica Rosada S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.759	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	4.326	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(347)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		9.085	-	(347)	-	-	-
ESBR Part.	Participação societária permanente	-	-	-	939.825	-	-
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(231)	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(4.352)
		-	-	-	939.825	(231)	(4.352)
FOTE	Participação societária permanente	5	-	-	-	-	-
		5	-	-	-	-	-
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Outras Receitas	-	-	16	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
		663	-	-	-	-	-
		663	-	16	-	-	-
PUNAÚ I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	123	-	-	-	-	-
		123	-	-	-	-	-
CARNAÚBA I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	113	-	-	-	-	-
		113	-	-	-	-	-
CARNAÚBA II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
CARNAÚBA III EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	83	-	-	-	-	-
		83	-	-	-	-	-
CARNAÚBA V EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	123	-	-	-	-	-
		123	-	-	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CERVANTES I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	83	-	-	-	-	-
		83	-	-	-	-	-
CERVANTES II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	64	-	-	-	-	-
		64	-	-	-	-	-
BOM JESUS EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
CACHOEIRA EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	64	-	-	-	-	-
		64	-	-	-	-	-
PITIMBU EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
SÃO CAETANO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	132	-	-	-	-	-
		132	-	-	-	-	-
SÃO CAETANO I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
SÃO GALVÃO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	122	-	-	-	-	-
		122	-	-	-	-	-
SINOP	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1	-	-	-
		-	-	1	-	-	-
Ventos de Santa Joana IX	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana X	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XI	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XII	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XIII	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XV	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XVI	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-

NOTA 47 - Remuneração do Pessoal Chave

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.409	4.822	25.548	22.432
Salários e encargos sociais	1.282	1.216	5.698	5.046
Outros	528	543	2.617	3.029
	7.219	6.581	33.863	30.507

NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES

48. 1 Leilão de Transmissão do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte

Em 7 de fevereiro de 2014, o consórcio formado por Furnas (24,5%), Eletronorte (24,5%) e a empresa chinesa State Grid Brasil Holding (51%) arrematou, no Leilão de Transmissão nº 11/2013 da Aneel, realizado na sede da Bovespa, em São Paulo, o sistema de transmissão do Complexo Hidrelétrico (CHE) de Belo Monte, em construção no rio Xingu, no Pará. O Lote AB, único do certame, que compreende a construção, montagem, operação e manutenção do empreendimento, foi conquistado com lance de R\$ 434.647, representando 38% de deságio sobre a Receita Anual Permitida Máxima (aproximadamente R\$ 701.040). O investimento previsto é de R\$ 5 bilhões.

O sistema de transmissão permitirá o escoamento da energia do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte ao Sistema Interligado Nacional por meio de um sistema de transmissão em extra-alta tensão em corrente contínua de ± 800 kV, inédito no país. O circuito é composto de duas estações conversoras de corrente alternada 500 kV para corrente contínua ± 800 kV. A primeira terá capacidade de conversão de 4.000 MW e será construída na Subestação de Xingu (500 kV), localizada a 17 km da usina, que se conecta à interligação Manaus – Tucuruí; a segunda terá capacidade de conversão de 3.850 MW e será construída na área contígua à Subestação Estreito, em Minas Gerais.

A Linha de Transmissão Xingu-Estreito (± 800 kV) ligará as duas estações e terá 2.092 km, cruzando os estados de Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. A previsão de conclusão do sistema de transmissão é janeiro de 2018 e o prazo de concessão é de 30 anos.

48.2 Contrato de Confissão de Dívida – Amazonas Energia

A Diretoria Executiva da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. resolveu aprovar e submeter à deliberação do Conselho de Administração, e posteriormente encaminhar à Eletrobras, a assinatura do Contrato de Confissão de Dívida (CCD), com parcelamento, junto à Petrobras Distribuidora S.A., no valor de R\$ 1.112.806, com data base de correção em 31/12/2013, a ser pago em 85 parcelas mensais e sucessivas, de R\$ 13.092, corrigidos pela Taxa SELIC, na data de pagamento de cada parcela. Esta transação não gerou efeito no resultado em 2013.

48.3. Aquisição de participação acionária – Eletronorte

A Diretoria Executiva aprovou no dia 02 de outubro de 2013, a aquisição da participação acionária da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na Sociedade de Propósito Específico, a Linha Verde Transmissora de Energia S.A, envolvendo a aquisição pela Eletronorte da totalidade da participação neste investimento.

O Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a transação em fevereiro de 2014. No entanto, a transação está condicionada à manifestação favorável da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, e Banco da Amazônia, pois esse último é responsável pelo financiamento obtido na Linha Verde Transmissora de Energia S.A.

48.4 Plano de Sucessão Programada dos Empregados - Eletronuclear

A Companhia instituiu em fevereiro de 2014 o Plano de Sucessão Programada dos Empregados – PSPE, conforme aprovado na 282ª reunião do conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, de 19/12/2012, com o início das adesões para março de 2014 e o início dos desembolsos por conta dos desligamentos para agosto de 2014, de acordo com o fluxo financeiro de caixa da Companhia para o 2º semestre de 2014. Na forma da legislação societária, tão logo as adesões ao PSPE sejam finalizadas há de se reconhecer contabilmente seus efeitos como um todo, o que pode afetar significativamente os resultados da companhia nos anos de 2014 e possivelmente 2015.

48.5 Leilão de Geração 009/2013 - Eletrosul

Em 28 de janeiro de 2014, a controlada Eletrosul passou a integrar novas Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme quadro abaixo, constituídas em decorrência do leilão de geração 009/2013-ANEEL.

SPE	Parque Eólico	% Part.	Acionista	%	Potência Nominal (MW)	Garantia Física (MWm)
Eólica Hermengildo I S.A.	Verace 24	99,99%	Renobrax	0,01%	18,7	9,2
	Verace 25				6,8	3,3
	Verace 26				13,6	7,0
	Verace 27				15,3	7,9
Eólica Hermengildo II S.A.	Verace 28	99,99%	Renobrax	0,01%	11,9	5,9
	Verace 29				17,0	8,3
	Verace 30				17,0	8,2
	Verace 31				8,5	4,2
Eólica Hermengildo III S.A.	Verace 34	99,99%	Renobrax	0,01%	13,6	6,7
	Verace 35				11,9	5,8
	Verace 36				20,4	9,7
Eólica Coxilha Seca S.A.	Capão Inglês	99,99%	Renobrax	0,01%	10,0	3,9
	Colhilha Seca				30,0	11,8
	Galpões				8,0	3,0
Eólica Chuí IX S.A.	Chuí 09	99,99%	Renobrax	0,01%	17,0	7,8

48.6. UTEs Rio Branco I e Rio Branco II

A Aneel, no uso das suas atribuições regimentais, recomendou ao Ministério de Minas e Energia (MME) a extinção da autorização de serviço público das Usinas Termelétricas (UTES) Rio Branco I e Rio Branco II, outorgada à Companhia por meio da Portaria DNAEE nº 156/1990, além declarar que a extinção da autorização não enseja em indenização por investimentos não amortizados.

Os saldos destas UTEs, em 31 de dezembro de 2013, estão totalmente provisionados na Eletronorte.

48.7 CELG Distribuição

Em 29 de janeiro de 2014, foi assinado o Termo de Entendimento entre a Eletrobras, o Estado de Goiás, a Companhia CELG de Participações – CELGPAR e a CELG Distribuição S.A. – CELG D, com o objetivo de manter as negociações para aquisição de até 51% (cinquenta e um por cento) das ações ordinárias da CELG D pela Eletrobras, nos termos dos instrumentos jurídicos anteriormente celebrados.

48.8 Plano de Recuperação – Rede Energia (CEMAT)

Através da Resolução Autorizativa nº 4.510, de 28 de Janeiro de 2014 a ANEEL anuiu à transferência de controle societário do Grupo Rede Energia para a Energisa S.A. A referida resolução ainda aprovou o plano apresentado pelo Grupo Rede Energia e detalhado pelo Grupo Energisa, para a recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção nas distribuidoras do Grupo Rede. A Transferência do controle do Grupo Rede ainda está condicionado ao cumprimento de outras condições precedentes previstas no Compromisso de Investimento, Compra e

Venda de Ações e Outras Avenças, celebrado entre a Energisa e o acionista controlador do Grupo Rede.

48.9 UHE Itaparica - Transferência das infraestruturas de uso comum dos perímetros irrigados de Itaparica da Chesf para a Codevasf

De acordo com o aviso Ministerial Nº 35/2014/GM-MME, o Ministério da Integração Nacional está viabilizando a transferência das infraestruturas de uso comum dos perímetros irrigados de Itaparica da Chesf para Codevasf. Neste sentido, a Codevasf está tomando iniciativas a fim de permitir a Companhia a assumir a Operação e Manutenção da Infraestrutura de irrigação de uso comum a partir 01 de junho de 2014 (vide nota 35).

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

Rodrigo Vilella Ruiz
Contador
CRC 088488/9 O - DF