

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 2012 e de 2011
(CONTROLOADORA E CONSOLIDADO)
(Em milhares de Reais)****NOTA 1 - INFORMAÇÕES GERAIS**

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

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

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

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

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

A Companhia ainda detém o controle acionário da Amazonas Energia – AmE, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição e da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Centrales Hidroelectricas de Centroamerica S.A.- CHC.

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

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

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

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

A emissão dessas demonstrações financeiras consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 27 de março de 2013.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

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 - Geração de Energia Elétrica

| Concessões/Permissões | Localização | Capacidade Instalada (MW) não auditado | Ano de Vencimento não auditado |
|---|-------------|---|-----------------------------------|
| UHE Paulo Afonso II | BA | 443 | 2042 |
| UHE Paulo Afonso III | BA | 794 | 2042 |
| UHE Paulo Afonso IV | BA | 2.462 | 2042 |
| UHE Apolônio Sales | BA | 400 | 2042 |
| UHE Luiz Gonzaga | BA | 1.480 | 2042 |
| UHE Xingó | AL / SE | 3.162 | 2042 |
| UHE Sobradinho | BA / PE | 1.050 | 2022 |
| UHE Belo Monte | PA | 11.233 | 2045 |
| UHE Tucuruí | PA | 8.535 | 2024 |
| UHE Mauá | PR | 363 | 2042 |
| UHE Jirau | RO | 3.750 | 2043 |
| UTE Presidente Médici – Candiota I e II | RS | 446 | 2015 |
| UTE Candiota III | RS | 350 | 2041 |
| UTE Mauá | AM | 738 | Indeterminado |
| UTE Santa Cruz | RJ | 932 | 2042 |
| UHE Furnas | MG | 1.216 | 2042 |
| UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho | SP / MG | 1.050 | 2042 |
| UHE Marimbondo | SP / MG | 1.440 | 2042 |
| UHE Mascarenhas de Moraes | MG | 476 | 2023 |
| UHE Itumbiara | MG / GO | 2.082 | 2020 |
| UHE Corumbá I | GO | 375 | 2042 |
| UHE Serra da Mesa | GO | 1.275 | 2038 |
| UHE Peixe Angical | TO | 452 | 2036 |
| UHE Foz do Chapecó | RS | 855 | 2036 |
| UTN Angra I | RJ | 640 | Indeterminado |
| UTN Angra II | RJ | 1.350 | Indeterminado |
| UTN Angra III | RJ | 1.405 | Indeterminado |
| UHE Santo Antônio | RO | 3.150 | 2043 |
| Outras | Diversas | 15.633 | - |

A geração de energia elétrica considera as seguintes premissas:

- a) existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorre maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, estão dimensionados;
- b) existência, também, de períodos em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva; e
- c) disponibilidade hídrica do rio onde está localizada.

A produção de energia elétrica das usinas é função do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, com horizontes e detalhamentos que vão desde o nível anual até os diárias e horários, elaborados, atualmente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define os montantes e a origem da geração necessária para o atendimento à demanda do País de forma otimizada, baseado na disponibilidade hídrica nas bacias hidrográficas e de máquinas em operação, bem como o custo da geração e a viabilidade de transmissão dessa energia através do sistema interligado de transmissão de energia elétrica.

II - Transmissão de Energia Elétrica

| Concessões/Permissões | Localização | Extensão | Ano de |
|---|-------------|--------------|--------------|
| | | (km) | vencimento |
| | | Não auditado | Não auditado |
| LT 230 kV – SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas | MA/TO/PI | 95 | 2039 |
| LT Coxipó-Cuiabá-Rondonópolis (MT), 230 Kv | MT | 193 | 2034 |
| LT Colinas, Miracema,gurupi, Peixe Nova da Serra 2 (TO/GO) em 500 kV | TO/GO | 695 | 2036 |
| LT Jauru-Juba-C2 (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), 230 KV, 30/138 KV | MT | 402 | 2008 |
| LT Oriximiná - Itacoatiara -Cariri (PA/AM), em 500kV | PA/AM | 559 | 2038 |
| LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara (SP), 600kv | RO/SP | 2.375 | 2039 |
| LT Porto Velho - Samuel Ariquemes - Ji-Paraná -Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com , 230 kV | RO/MT | 987 | 2039 |
| LT Porto Velho - Abunã (RO) - Rio Branco (AC),230 KV | RO/AC | 490 | 2043 |
| LT Jaurú - Cuiabá (MT), e SE Jaurú,com 500 KV | MT/SE | 348 | 2039 |
| LT 525 kV Campos Novos/Biguaçu/Blumenau | SC | 359 | 2035 |
| LT 525 kV Itá/Nova Santa Rita | SC , RS | 315 | 2042 |
| LT 525 kV Caxias/Itá | RS, SC | 256 | 2042 |
| LT 525 kV Areia/Curitiba I | PR | 235 | 2042 |
| LT 525 kV Areia/Bateias | PR | 220 | 2042 |
| LT 525 kV Campos Novos/Caxias | SC, RS | 203 | 2042 |
| LT 525 kV Itá/Salto Santiago | SC, PR | 187 | 2042 |
| LT 525 kV Areia/Campos Novos | PR, SC | 176 | 2042 |
| LT 525 kV Areia/Ivaiporã | PR | 173 | 2042 |
| LT 525 kV Ivaiporã/Salto Santiago | PR | 167 | 2042 |
| LT 525 kV Blumenau/Curitiba | SC, PR | 136 | 2042 |
| LT 525 kV Ivaiporã/Londrina | PR | 122 | 2042 |
| Outras LT de 525 KV | - | 395 | 2042 |

| Concessões/Permissões | Localização | Extensão | Ano de |
|---|-------------|--------------|--------------|
| | | (km) | vencimento |
| | | Não auditado | Não auditado |
| LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1 | RS | 237 | 2038 |
| LT 230 kV Dourados/Guaíra | MS, PR | 227 | 2042 |
| LT 230 kV Monte Claro/Passo Fundo | RS | 212 | 2042 |
| LT 230 kV Anastácio/Dourados | MS | 211 | 2042 |
| LT 230 kV Passo Fundo/Nova Prata 2 | RS | 199 | 2042 |
| LT 230 kV Areia/Ponta Grossa | PR | 182 | 2042 |
| LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 2 | PR | 181 | 2042 |
| LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 1 | PR | 181 | 2042 |
| LT 230 kV Salto Osório/Xanxerê | PR, SC | 162 | 2042 |
| LT 230 kV Areia/Salto Osório 1 | PR | 161 | 2042 |
| LT 230 kV Areia/Salto Osório 2 | PR | 160 | 2042 |
| LT 230 kV Londrina/Assis 1 | PR, SP | 157 | 2042 |
| LT 230 kV Blumenau/Palhoça | SC | 134 | 2042 |
| LT 230 kV Biguaçu/Blumenau 2 | SC | 130 | 2042 |
| LT 230 kV Areia/São Mateus do Sul | PR | 129 | 2042 |
| LT 230 kV Cascavel/Guaíra | PR | 126 | 2042 |
| LT 230 kV Lageado Grande/Siderópolis | RS, SC | 122 | 2042 |
| LT 230 kV Jorge Lacerda "B"/Palhoça | SC | 121 | 2042 |
| LT 230 kV Curitiba/São Mateus do Sul | PR | 117 | 2042 |
| LT 230 kV Blumenau/Jorge Lacerda "B" | SC | 116 | 2042 |
| LT 230 kV Campo Mourão/Apucarana | PR | 115 | 2042 |
| LT 230 kV Assis/Londrina | SP, PR | 114 | 2042 |
| LT 230 kV Atlântida 2/Gravataí 3 | RS | 102 | 2042 |
| Outras LT de 230 kV | - | 1.556 | 2042 |
| LT 138 kV Jupiá/Mimoso 1 | SP, MS | 219 | 2042 |
| LT 138 kV Jupiá/Mimoso 3 | SP, MS | 219 | 2042 |
| LT 138 kV Jupiá/Mimoso 4 | SP, MS | 219 | 2042 |
| LT 138 kV Jorge Lacerda "A"/Palhoça 1 | SC | 109 | 2042 |
| LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 1 | MS | 108 | 2042 |
| LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 3 | MS | 108 | 2042 |
| LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 4 | MS | 108 | 2042 |
| LT 138 kV Dourados das Nações/Ivinhema | MS | 95 | 2042 |
| Outras LT de 138 kV | - | 657 | 2042 |
| LT 132 kV Conversora de frequência de Uruguaiana/Paso de Los Libres | RS | 13 | 2042 |
| LT 69 kV Salto Osório/Salto Santiago | PR | 56 | 2042 |
| LT 345 kV Furnas – Pimenta II | MG | 66 | 2042 |
| LT 500 kV Rio Verde Norte – Trindade ; ; LT 500/230 kV – 1200 MVA Subestação Trindade | GO | 193 | 2040 |
| LT 230 kV Trindade – Xavantes | GO | 37 | 2040 |
| LT 230 kV Trindade – Carajás | GO | 29 | 2040 |
| LT Coletora Porto Velho – Araraquara 2: LT 500/±600 kV – 3.150 MW, Subestação Estação retificadora 2 CA/CC e LT ±600/500 kV – 2.950 MW, Subestação Estação Inversora 02 CC/CA | RO | 2.375 | 2039 |

| Concessões/Permissões | Localização | Extensão | Ano de |
|---|--------------|--------------|--------------|
| | | (km) | vencimento |
| | | Não auditado | Não auditado |
| LT 500 kV Mesquita – Viana 2 ; LT 500/345kV 900 MVA – Viana 2 | MG / ES | 248 | 2040 |
| LT 345 kV Viana 2 – Viana | MG / ES | 10 | 2040 |
| LT 230 kV Serra da Mesa - Niquelândia; LT 230 kV, Subestação Serra da Mesa | TO | 105 | 2015 |
| LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto; LT 230 kV, Subestação Niquelândia e LT 230 kV, Subestação Barro Alto | TO | 87 | 2015 |
| LT 230 kV CS Barra dos Coqueiros – Quirinópolis | MS , GO , MT | 52 | 2039 |
| LT 230 kV CD Chapadão – Jataí Taquari | MS , GO , MT | 128 | 2025 |
| LT 230 kV CS Palmeiras – Edéia | MS , GO , MT | 60 | 2025 |
| LT 345 kV Montes Claros – Irapé | MG | 138 | 2034 |
| LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora | MG | 140 | 2034 |
| LT 230 kV Milagres/Tauá (CE); LT 230 kV Subestação Tauá (CE) | CE | 208 | 2035 |
| LT 230 kV Milagres/Coremas (CE/PB) | CE/PB | 120 | 2035 |
| LT 230 kV Paraíso/Açu II (RN) | RN | 133 | 2037 |
| LT 230 kV Funi/Itapebi (BA) | BA | 198 | 2042 |
| LT 230 kV Ibicoara/Brumado (BA); LT 500/230 kV Subestação Ibicoara (PE) | BA/PE | 95 | 2037 |
| LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II (BA); LT 230/138 kV Subestação Teixeira de Freitas II (BA) | BA | 144 | 2038 |
| LT 230 kV Picos/Tauá (PI/CE) | PI/CE | 183 | 2037 |
| LT 230 kV Jardim/Penedo (SE/AL) | SE/AL | 110 | 2038 |
| LT 500/230 kV Subestações Suape II(PE); LT 230/69 kV Suape III (PE) | PE | 4 | 2039 |
| LT 230 kV Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB) | PE/PB | 97 | 2039 |
| LT 230 kV Paulo Afonso III/Zebu (AL); LT 230/69 kV Subestações Santa Rita II; LT 230/69 kV Zebu (AL); LT 230/69 kV Natal III (RN) | AL/PB/RN | 5 | 2039 |
| LT 500/230 kV Subestação Camaçari IV | BA | 81 | 2040 |
| LT 230/69 kV Subestação Arapiraca III; LT 230kV Circuito duplo rio Largo II/Penedo | AL | 45 | 2040 |
| LT 230 kV Paraíso/Açu (RN), circuito 3 | RN | 123 | 2040 |
| LT 230 kV Açu/Mossoró II (RN), circuito 2 | RN | 69 | 2040 |
| LT 230 kV João Câmara / Extremoz II; LT 230 kV Subestação João Câmara (RN); LT 230 kV Subestação Extremoz II (RN) | RN | 82 | 2040 |
| LT 230 kV Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA); LT 230 kV Subestação Igaporã (BA) | BA | 115 | 2040 |
| LT 230 kV Sobral III/Acaraú II (CE); LT 230 kV Subestação Acaraú (CE) | CE | 97 | 2040 |
| 83 subestações de transmissão; 15 subestações elevadoras | | 18.260 | 2015 |
| LT 500 kV Teresina(PI)/Sobral/Fortaleza(CE) | PI/CE | 545 | 2042 |
| LT 500 kV Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO) | TO/GO | 695 | 2036 |
| LT 500 kV Oriximiná/Itacoatiara CD | | 375 | 2038 |
| LT 500 kV Itacoatiara/Cariri (PA/AM); LT 500/138 kV subestações Itacoatiara e LT 500/230 kV Cariri | PA/AM | 212 | 2038 |

| Concessões/Permissões | Localização | Extensão (km) | Ano de |
|--|-------------|------------------|--------------|
| | | | vencimento |
| | | Não auditado | Não auditado |
| LT +/- 600 kV Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), 01 em CC; LT 500 kV/+/~ 600kV – 3.150 MW Estação Retificadora 02 CA/CC; LT , +/- 600 kV/500kV – 2.950 MW Estação Inversora 02 CC/CA. | RO/SP | 2.375 | 2039 |
| LT 230 kV São Luiz II/ São Luiz III (MA); SE Pecém II 500/230 kV e SE Aquiraz 230/69 kV (CE) | MA/ CE | 156 | 2040 |
| SE - Campos Novos | SC | 2.466 | 2042 |
| SE – Caxias | RS | 2.016 | 2042 |
| SE – Gravataí | RS | 2.016 | 2042 |
| SE - Nova Santa Rita | RS | 2.016 | 2042 |
| SE – Blumenau | SC | 1.962 | 2042 |
| SE – Curitiba | PR | 1.344 | 2042 |
| SE – Londrina | PR | 1.344 | 2042 |
| SE - Santo Ângelo | RS | 1.344 | 2042 |
| SE – Biguaçu | SC | 300 | 2042 |
| SE – Joinville | SC | 691 | 2042 |
| SE – Areia | PR | 672 | 2042 |
| SE – Itajaí | SC | 525 | 2042 |
| SE – Xanxerê | SC | 600 | 2042 |
| SE - Jorge Lacerda "A" | SC | 400 | 2042 |
| SE – Palhoça | SC | 384 | 2042 |
| SE – Siderópolis | SC | 364 | 2042 |
| SE - Assis | SP | 336 | 2042 |
| SE - Joinville Norte | SC | 300 | 2042 |
| SE - Atlântida 2 | RS | 249 | 2042 |
| SE - Canoinhas | SC | 375 | 2042 |
| SE – Dourados | MS | 300 | 2042 |
| SE - Caxias 5 | RS | 215 | 2042 |
| SE - Passo Fundo | RS | 168 | 2042 |
| SE - Tapera 2 | RS | 166 | 2042 |
| SE - Gravataí 3 | RS | 165 | 2042 |
| SE – Desterro | SC | 150 | 2042 |
| SE – Missões | RS | 150 | 2039 |
| SE – Anastácio | MS | 150 | 2042 |
| SE – Ilhota | SC | 100 | 2042 |
| Outras subestações | - | 365 | 2042 |

III - Distribuição de Energia Elétrica

| 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 |

Vide comentários sobre os efeitos da Lei 12.783/2013 nas concessões detidas pelas controladas da Companhia na nota 2.1.

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 42,3 GW de capacidade instalada, 61,7 mil km de linhas de transmissão e seis distribuidoras de energia que atendem cerca de 3,7 milhões de consumidores, sendo 4 (quatro) com atuação em sistemas isolados na região Norte do Brasil

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

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

Assim, a Lei nº 12.783/2013, ao tratar das prorrogações das concessões de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, alcançadas pelos artigos listados acima, impôs novas condições de prorrogação às concessionárias, permitindo a prorrogação por um prazo de 30 anos, com a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições.

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

Os principais marcos para a implementação do disposto na Medida Provisória nº 579/2012 (atual Lei nº 12.783/2013), são apresentados a seguir:

- 12/09/2012 Publicação da Medida Provisória nº 579/2012.
- 17/09/2012 Edição do Decreto de regulamentação nº 7.805/2012.
- 15/10/2012 Prazo para manifestação de interesse de renovação de contratos de concessão pelas empresas.
- 01/11/2012 Aprovação das minutas dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
- 01/11/2012 Publicação das tarifas de geração e das receitas permitidas de transmissão.
- 29/11/2012 Editada a Medida Provisória 591/2012, que altera a Medida Provisória nº 579/2012.
- 04/12/2012 Prazo limite para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
- 11/12/2012 Aprovação dos valores da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST).
- 19/12/2012 Resolução homologatória provisória das cotas de energia para as distribuidoras.
- 01/01/2013 Início de validade das novas receitas permitidas das transmissoras, TUST e tarifas das geradoras.
- 11/01/2013 A Medida Provisória nº 579/2012 é convertida na Lei nº 12.783/2013.
- 20/01/2013 Resolução homologatória definitiva das cotas de energia para as distribuidoras.
- 05/02/2013 Revisão tarifária extraordinária das distribuidoras para percepção das tarifas pelos consumidores.

Em 31 de outubro de 2012, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou as Portarias que definiram:

- (i) as tarifas iniciais para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória (Portaria nº 578); e
- (ii) as receitas anuais permitidas das instalações integrantes das concessões de transmissão enquadradas no art. 6º da Medida Provisória (Portaria nº 579).

Adicionalmente, o 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, 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 geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, materializada pela assinatura de Termo Aditivo aos atuais contratos de concessão, nos termos Lei nº 12.783/2013, serão licitadas quando do encerramento do atual prazo (2015 – 2017), na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

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

Recebimento de indenização dos ativos de geração não amortizado, pelos valores definidos nas Portarias nº 580 e nº 602 mencionadas anteriormente. 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, está descrita na Nota 45.

No Artigo 2º do Decreto nº 7.850, citado anteriormente, até 31 de dezembro de 2013, as concessionárias de geração deverão submeter à Aneel, na forma definida por aquela Agência, as informações complementares (posteriores ao Projeto Básico), necessários 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). Posteriormente, os valores apurados serão objeto, a critério do Poder Concedente, de indenização ou reconhecimento na base tarifária, nesse caso, incorporados quando dos processos tarifários. Com relação à geração térmica, os valores de indenização ainda serão divulgados pelo órgão regulador.

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%. Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

Os novos investimentos (modernizações e melhorias) ocorridos a partir de 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.

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.

Redução ou eliminação dos seguintes encargos regulatórios: Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

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

Recebimento de indenização dos ativos de transmissão adquiridos após 31 de maio de 2000 não amortizados (RBNI), pelos valores definidos na Portaria nº 580 mencionada anteriormente. 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, está descrita na Nota 45.

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, conforme § 8º do artigo 15 da Lei nº 12.783/2013, que quando homologada será paga em 30 anos, atualizada na forma de regulamento.

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%.

Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de receita para remunerar ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

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.

Eliminação da Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para 25% da taxa vigente.

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.
- Redução ou eliminação de encargos regulatórios (CDE, CCC e RGR).
- Eliminação dos impactos de variação cambial da compra de energia de Itaipu para os consumidores, considerando que o Tesouro Nacional irá assumir esse custo.
- Os componentes: compra de energia, encargos setoriais e custo de transporte de energia fazem parte da Parcela A – custos não gerenciáveis pela concessionária, na redefinição da tarifa que é feita a cada aniversário do contrato de concessão (anualmente). Portanto não são esperadas alterações nas margens dessas concessionárias.
- Possível impacto no custo de compra de energia em função da alocação das cotas de garantia física de energia e potência das usinas hidrelétricas para o mercado regulado (cativo-distribuidoras), considerando a necessidade até então de compra de energia no mercado livre para cobrir a demanda dos consumidores.

Conforme o artigo 27 da Lei 12.783/13 que altera o artigo 3º § 16 da Lei nº 12.111/2009: "§ 16 – a quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados será limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da ANEEL." Para tanto, a Audiência Pública ANEEL nº AP-107/2012, que tem como objeto a obtenção de subsídios e informações adicionais para a definição do orçamento da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, para o ano de 2013, está com o seu período de contribuição, por intercâmbio documental, ainda não encerrado.

Incertezas no negócio distribuição afetados diretamente pela Lei nº 12.783/13

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 pelo Poder Concedente os critérios de

prorrogação desses contratos 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.

A Companhia tinha como prazo limite para avaliação e aceitação das condições de indenização e tarifas, a data estipulada pelo Poder Concedente para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão, prevista para 4 de dezembro de 2012, tendo sido os aditivos contratuais assinados naquela data.

A prorrogação pressupõe a aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente; e

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

As concessões de geração de energia termelétrica com vencimento até 2015 podem ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até vinte anos, não tendo sido, ainda, prorrogadas.

As concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, podiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos. A prorrogação pressupõe a aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e

II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Dada à sua relevância, esta matéria foi encaminhada à deliberação da 160ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de dezembro de 2012, a qual deliberou pela aprovação da prorrogação dos Contratos de Concessão nºs 062/2001 – ANEEL e 004/2004 - ANEEL (Eletrobras Furnas); nºs 058/2001 - ANEEL e 02/2012 - ANEEL (Eletrobras Eletronorte); nºs 061/2001 - ANEEL e 006/2004 - ANEEL (Eletrobras Chesf); e nº 057/2001 - ANEEL (Eletrobras Eletrosul), nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012, do Decreto nº 7.805, de 14.09.2012, das Portarias nºs 578/MME, de 31.10.2012, Portaria MME nº 579, de 31.10.2012 e Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 01.11.2012.

Os efeitos oriundos destas alterações na Lei 12.783/2013 são como seguem:

Efeitos no resultado de 2012

| | Chesf | Eletro Norte | Eletro Sul | Furnas | Outros | Consolidado |
|---|--------------------|------------------|----------------|--------------------|-----------------|---------------------|
| Geração | (5.999.682) | (77.552) | - | (1.236.677) | (23.948) | (7.337.859) |
| Ganho (perda) com indenizações das concessões | (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 | (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 | 359.182 |
| Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis | - | - | - | 359.182 | 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 |
| Eletro Norte | 10.355.757 | 47.569 | - | (21.553) | (408.207) | (77.552) | 1.093 | 9.897.107 |
| Eletro Sul | 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 |
| Eletro Norte | - | - | 8.169.235 | - | (28.168) | (608.586) | 33.647 | 7.566.128 |
| Eletro Sul | - | 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 |

| | Saldos em 31/12/2012 - após dos efeitos da Lei 12.783/2013 | | | | | |
|---------------------|--|-------------------|------------------|-------------------|-----------------------|--------------------|
| | Total dos ativos (passivos) após impactos da Lei 12.783/2013 | Imobilizado | Intangível | Ativo financeiro | Indenização a receber | Contratos onerosos |
| Geração | | | | | | |
| Chesf | 8.781.886 | 5.086.435 | 77.258 | 487.822 | 5.349.788 | (2.219.417) |
| Eletro Norte | 9.897.107 | 9.834.506 | 47.569 | - | 36.585 | (21.553) |
| Eletro Sul | 4.576.909 | 5.464.638 | 71.271 | - | - | (959.000) |
| Furnas | 17.058.754 | 14.355.093 | 1.024.012 | 995.718 | 767.089 | (83.158) |
| Outras | 1.659.877 | 1.658.058 | 1.819 | - | - | - |
| Transmissão | | | | | | |
| Chesf | 5.826.744 | - | - | 4.291.976 | 1.618.907 | (84.139) |
| Eletro Norte | 7.566.128 | - | - | 5.850.213 | 1.715.915 | - |
| Eletro Sul | 4.914.918 | - | 159.577 | 2.730.058 | 2.025.283 | - |
| Furnas | 8.269.501 | - | 711 | 6.752.143 | 2.923.705 | (1.407.057) |
| Distribuição | | | | | | |
| Distribuidoras | 6.713.502 | 1.410.976 | 837.779 | 4.595.947 | - | (131.200) |
| Total | 75.265.326 | 37.809.706 | 2.219.996 | 25.703.877 | 14.437.272 | (4.905.524) |

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

Geração

| | |
|---------------------------|-----------|
| Modernizações e melhorias | 1.483.540 |
| Geração térmica | 1.684.047 |

Transmissão

| | |
|--|-----------|
| Modernizações e melhorias (RBNI) | 841.814 |
| Rede básica - serviços existentes (RBSE) | 7.490.046 |
| Efeito na investida CTEEP - RBSE | 525.247 |

Total

12.024.694

Tarifas de Concessões de Geração de Energia Elétrica – Portaria MME 578/2012

| Concessionária | Usina Hidrelétrica | Potência (MW) | Tarifa (R\$/kW.ano) |
|----------------|--------------------------|---------------|---------------------|
| CHESF | Complexo Paulo Afonso | 4.279,60 | 29,92 |
| CHESF | Xingó | 3.162,00 | 35,61 |
| CHESF | Luiz Gonzaga (Itaparica) | 1.479,60 | 42,67 |
| Furnas | Marimbondo | 1.440,00 | 39,22 |
| Furnas | Furnas | 1.216,00 | 40,60 |
| Furnas | Estreito | 1.048,00 | 41,58 |
| Furnas | Corumbá I | 375,30 | 57,59 |
| Furnas | Porto Colômbia | 319,20 | 60,94 |
| CHESF | Boa Esperança | 237,30 | 66,74 |
| Furnas | Funil | 216,00 | 66,59 |
| Eletronorte | Coaracy Nunes | 76,95 | 100,25 |
| CHESF | Funil | 30,00 | 103,71 |
| CHESF | Pedra | 20,01 | 82,65 |
| CHESF | Araras | 4,00 | 38,86 |

Receitas anuais permitidas de Concessões de Transmissão de Energia Elétrica – Portaria MME 579/2012

| Concessionária | Contrato de Concessão | RAP |
|----------------|-----------------------|------------------|
| CHESF | 061/2001-ANEEL | 517.607 |
| Eletronorte | 058/2001-ANEEL | 276.252 |
| Eletrosul | 057/2001-ANEEL | 406.109 |
| Furnas | 062/2001-ANEEL | 629.803 |
| | | <u>1.829.771</u> |

Valores de indenização para Concessões de Geração de Energia Elétrica – Portaria Interministerial 580/MME/MF, alterada pela Interministerial 602/MME/MF de 2012

| Concessionária | Usina Hidrelétrica | Potência (MW) | Indenização | Início de operação |
|----------------|--------------------------------|---------------|------------------|--------------------|
| CHESF | Xingó | 3.162,00 | 2.929.832 | 16/12/1994 |
| CHESF | Paulo Afonso IV | 2.462,40 | 360.473 | 01/12/1979 |
| CHESF | Luiz Gonzaga (Itaparica) | 1.479,60 | 1.730.602 | 13/06/1988 |
| Furnas | Marimbondo | 1.440,00 | 64.368 | 25/10/1975 |
| CHESF | Apolônio Sales (Moxotó) | 400,00 | 84.613 | 15/04/1977 |
| Furnas | Corumbá I | 375,00 | 679.880 | 01/04/1997 |
| CHESF | Boa Esperança (Castelo Branco) | 237,30 | 72.783 | 07/04/1970 |
| Eletronorte | Coaracy Nunes | 67,98 | 35.492 | 30/12/1975 |
| Total | | | 5.958.043 | |

Valores de indenização para Concessões de Transmissão de Energia Elétrica – Portaria Interministerial 580/MME/MF de 2012

| Concessionária | Contrato de Concessão | Indenização |
|----------------|-----------------------|------------------|
| CHESF | 061/2001-ANEEL | 1.587.161 |
| Eletronorte | 058/2001-ANEEL | 1.682.268 |
| Eletrosul | 057/2001-ANEEL | 1.985.568 |
| Furnas | 062/2001-ANEEL | <u>2.878.028</u> |
| | | <u>8.133.025</u> |

Comparação dos valores de indenização com os valores contábeis residuais antes da Lei 12.783/2013

| | Valor residual contábil | Valor da indenização | Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas |
|-------------------------|-------------------------|----------------------|---|
| Geração | | | |
| Chesf | 5.749.635 | 5.178.303 | (571.332) |
| Eletronorte | 113.044 | 35.492 | (77.552) |
| Furnas | 1.897.766 | 744.248 | (1.153.518) |
| Transmissão | | | |
| Chesf | 3.707.071 | 1.587.161 | (2.119.910) |
| Eletronorte | 2.290.854 | 1.682.268 | (608.586) |
| Eletrosul | 1.407.766 | 1.985.568 | 577.802 |
| Furnas | <u>1.969.729</u> | <u>2.878.028</u> | <u>908.299</u> |
| Subtotal | <u>17.135.865</u> | <u>14.091.068</u> | <u>(3.044.797)</u> |
| Atualização indenização | - | 346.204 | - |
| Total | <u>17.135.865</u> | <u>14.437.272</u> | <u>(3.044.797)</u> |

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. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras consolidadas, estão divulgadas na Nota 4.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. 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 e estão sendo apresentadas conforme as práticas adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*International 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) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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 atribuível 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 adotadas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas

Alterações à IFRS 7 - Divulgação - Transferência de ativos financeiros

As modificações à IFRS 7 – Instrumentos Financeiros: Evidenciação aumentam as exigências de divulgação das transações envolvendo ativos financeiros. Essas alterações pretendem proporcionar maior transparéncia às exposições de risco quando um ativo financeiro é transferido, mas o transferente continua retendo certo nível de exposição no ativo. As alterações também exigem a divulgação da transferência de ativos financeiros quando não forem igualmente distribuídos no período.

Esta norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2012 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

Alterações à IAS 12 -Imposto diferido: recuperacão de ativos subjacentes

As modificações à IAS 12 – Tributos sobre o Lucro apresentam uma exceção aos princípios gerais da IAS 12 no sentido de que a mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos deve refletir os efeitos fiscais resultantes da maneira na qual a entidade espera recuperar o valor contábil de um ativo. Especificamente, de acordo com as modificações, espera-se que as propriedades para investimento mensuradas com base no modelo de valor justo de acordo com a IAS 40 - Propriedade para Investimento sejam recuperadas através de venda para fins de mensuração dos impostos diferidos, a menos que a premissa seja invalidada em determinadas circunstâncias. Esta norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2012 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

(c.2) Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

Novas normativas e revisões sobre consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações

Em maio de 2011, um pacote de cinco normas de consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações foi emitido, incluindo a IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12, IAS 27 (revisada em 2011) e IAS 28 (revisada em 2011).

A IFRS 10 substitui as partes da IAS 27 Demonstrações Financeiras Consolidadas e Separadas que tratam das demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 Consolidação – Sociedades de Propósito Específico será retirada com a aplicação da IFRS 10. De acordo com a IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, ou seja, o controle. Adicionalmente, a IFRS 10 inclui uma nova definição de controle que

contém três elementos: (a) poder sobre uma investida; (b) exposição, ou direitos, a retornos variáveis da sua participação na investida e (c) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Orientações abrangentes foram incluídas na IFRS 10 para abordar cenários complexos.

A IFRS 11 substitui a IAS 31 Participações em *Joint Ventures*. A IFRS 11 aborda como um acordo de participação onde duas ou mais partes têm controle conjunto deve ser classificada. A SIC-13 *Joint Ventures* – Contribuições Não-Monetárias de Investidores será retirada com a aplicação da IFRS 11. De acordo com a IFRS 11, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou *joint ventures*, conforme os direitos e as obrigações das partes dos acordos. Por outro lado, de acordo com a IAS 31, existem 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, podem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial ou pelo método de contabilização proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a entidades que possuem participações em controladas, acordos de participação, coligadas e/ou entidades estruturadas não consolidadas. De um modo geral, as exigências de divulgação de acordo com a IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas atuais.

Em junho de 2012, as modificações às IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 foram emitidas para esclarecer certas regras de transição na aplicação destas IFRSs pela primeira vez.

Essas cinco normas, juntamente com as respectivas modificações relacionadas às regras de transição, são aplicáveis a períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013.

A Administração espera que a aplicação dessas cinco normas tenha um efeito significativo sobre os valores reportados nas demonstrações financeiras. Por exemplo, a adoção da IFRS 10 poderá afetar a contabilização das participações nas empresas relacionadas na nota 14.b, atualmente classificadas como coligadas da Companhia. Considerando a nova definição de controle e as diretrizes adicionais de controle definidas na IFRS 10, devido à adoção da IFRS 10, algumas destas empresas podem vir a ser consideradas como controladas da Companhia. Caso alguma destas empresas seja consolidada como controlada da Companhia, seus ativos líquidos, bem como as receitas e despesas, serão apresentados separadamente no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou em outros resultados abrangentes, respectivamente, em vez de serem apresentados em uma única conta nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. A Administração realizará uma revisão detalhada para determinar os efeitos da adoção da IFRS 10 na data de sua adoção.

A adoção da IFRS 11 resultará em alterações na contabilização dos investimentos mantidos pelo Grupo nas entidades controladas em conjunto de acordo com o IAS 31, listadas na nota explicativa 3.2 e atualmente contabilizadas pelo método de consolidação proporcional. De acordo com a IFRS 11, estas entidades controladas em conjunto serão classificadas como *joint venture* e registradas pelo método de equivalência patrimonial, resultando no registro da participação proporcional nos ativos

líquidos, resultado do exercício e outros resultados abrangentes da Entidade em uma única conta que será apresentada no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou do resultado abrangente como "investimento em *joint venture*" e "participação nos lucros (prejuízos) de *joint venture*", respectivamente. Com base em avaliação preliminar efetuada pela Companhia e, caso as normas IFRS 10 e IFRS 11 tivessem sido adotadas na elaboração destas demonstrações financeiras consolidadas, estima-se que o total de ativos e passivos seriam de R\$ 141.320.515 e R\$ 74.053.384, respectivamente, em 31 de dezembro de 2012 (ante os montantes de R\$ 172.195.578 e R\$ 104.914.985, respectivamente, apresentados nestas demonstrações financeiras consolidadas), que a receita operacional líquida seria de R\$ 26.954.473 em 31 de dezembro de 2012 (ante o montante R\$ 34.064.477 apresentado nestas demonstrações financeiras consolidadas), e que o resultado líquido do exercício e o patrimônio líquido não seriam afetados.

Demais normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

| Norma | Exigências-chave | Data de vigência |
|---|--|---|
| Alteração ao IAS 1 - "Apresentação das Demonstrações Financeiras" com relação a outros resultados abrangentes | A principal modificação resultante destes adendos foi a exigência de que as entidades agrupem os itens apresentados em outros resultados abrangentes com base na possibilidade de serem ou não potencialmente reclassificáveis para lucros ou perdas, subsequentemente (ajustes de reclassificação). As alterações não estabelecem quais itens devem ser apresentados em outros resultados abrangentes. | Exercícios anuais iniciados após 1º de julho de 2012 |
| IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros" | O IFRS 9 é a primeira norma emitida como parte de um projeto maior para substituir o IAS 39. O IFRS 9 mantém, mas simplifica o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS | Exercícios anuais iniciados após em 1º de janeiro de 2015 |

| Norma | Exigências-chave | Data de vigência |
|--|--|---|
| | 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável. | |
| IFRS 13 - "Mensuração do Valor Justo" | O objetivo do IFRS 13 é aprimorar a consistência e reduzir a complexidade da mensuração ao valor justo, fornecendo uma definição mais precisa e uma única fonte de mensuração do valor justo e suas exigências de divulgação para uso em IFRS. As exigências, que estão bastante alinhadas entre IFRS e US GAAP, não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas IFRS ou US GAAP. | Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013 |
| Alterações à IFRS 7 e IAS 32 – Compensação de ativos e passivos financeiros e divulgações relacionadas | As alterações à IAS 32 esclarecem questões de adoção existentes com relação às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado de "atualmente possui o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas". As alterações à IFRS 7 exigem que as entidades divulguem as informações acerca dos direitos de compensação e acordos relacionados (como as exigências de garantias) para os instrumentos financeiros sujeitos à compensação ou contratos similares. | Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013 (IFRS 7 – itens de divulgação) e após 1º de janeiro de 2014 (IAS 32) |
| Melhorias anuais ao ciclo de IFRSs 2009 – 2011 (maio de 2012) | <u>Alterações à IAS 16</u> As alterações à IAS 16 esclarecem que as peças de | Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013 |

| Norma | Exigências-chave | Data de vigência |
|-------|--|------------------|
| | <p>substituição, equipamentos reservas e equipamentos de serviço devem ser classificados como imobilizado caso estejam de acordo com a definição de imobilizado da IAS 16 ou, de outra forma, como estoque.</p> <p><u>Alterações à IAS 32</u></p> <p>As alterações à IAS 32 esclarecem que o imposto de renda relacionado às distribuições dos titulares de instrumentos patrimoniais e aos custos das transações patrimoniais deve ser contabilizado de acordo com a IAS 12 – Impostos sobre o lucro.</p> | |
| | A Companhia está avaliando o impacto destes Pronunciamentos e Orientações sobre suas Demonstrações Financeiras. | |

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

3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas

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

(a) Controladas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas, inclusive entidades de propósitos específicos. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades. As Demonstrações Financeiras das controladas em conjunto (controle compartilhado) são consolidadas proporcionalmente à participação societária detida.

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 excede 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 2012 e 2011, e das operações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 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:

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

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

| <u>Controladas</u> <u>(Consolidação integral)</u> | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
|--|--------------|----------|--------------|----------|
| | Participação | | Participação | |
| | Direta | Indireta | Direta | Indireta |
| Amazonas Energia | 100% | - | 100% | - |
| Ceal | 100% | - | 100% | - |
| Cepisa | 100% | - | 100% | - |
| Ceron | 100% | - | 100% | - |
| CGTEE | 100% | - | 100% | - |
| Chesf | 100% | - | 100% | - |
| Eletroacre | 94% | - | 93% | - |

| | | | | |
|--------------------------|------|------|------|------|
| Eletronorte | 99% | - | 99% | - |
| Eletronuclear | 100% | - | 100% | - |
| Eletropar | 84% | - | 84% | - |
| Eletrosul | 100% | - | 100% | - |
| Furnas | 100% | - | 100% | - |
| RS Energia | - | 100% | - | 100% |
| Porto Velho Transmissora | - | 100% | - | 100% |
| Boa Vista Energia | 100% | - | - | 100% |
| Estação Transmissora | - | 100% | - | 100% |
| Artemis | - | 100% | - | 100% |
| Rio Branco Transmissora | - | 100% | - | 100% |
| Cerro Chato I | - | 90% | - | 90% |
| Cerro Chato II | - | 90% | - | 90% |
| Cerro Chato III | - | 90% | - | 90% |
| Sul Brasileira | - | 80% | - | 80% |
| Uirapuru | - | 75% | - | 75% |

Controladas em Conjunto
(Consolidação proporcional)

| | | | | |
|--------------------------------------|-----|-----|-----|-----|
| Itaipu | 50% | - | 50% | - |
| Inambari | 29% | 20% | 29% | 20% |
| Norte Energia | 15% | 35% | 15% | 35% |
| CHC | 50% | - | 50% | - |
| Amazônia Eletronorte | - | 49% | - | 49% |
| Baguari | - | 31% | - | 31% |
| Brasnorte | - | 50% | - | 50% |
| Bransventos Eolo Geradora de Energia | - | 25% | - | 25% |
| Brasventos Miassaba 3 | - | 25% | - | 25% |
| Caldas Novas Transmissão | - | 50% | - | 50% |
| Centro Oeste de Minas | - | 49% | - | 49% |
| Chapacoense | - | 40% | - | 40% |
| Cia de Transm. Centroeste de Minas | - | 49% | - | 49% |
| Construtora Integração | - | 49% | - | 49% |
| Costa Oeste | - | 49% | - | 49% |
| Cerro dos Trindades | - | 49% | - | 49% |
| Chui | - | 49% | - | 49% |
| Chui I | - | 49% | - | 49% |
| Chui II | - | 49% | - | 49% |
| Chui IV | - | 49% | - | 49% |
| Chui V | - | 49% | - | 49% |
| Enerpeixe | - | 40% | - | 40% |
| Cerro Chato IV | - | 49% | - | 49% |
| Cerro Chato V | - | 49% | - | 49% |
| Cerro Chato VI | - | 49% | - | 49% |
| Ibirapuitã | - | 49% | - | 49% |
| Integração Transmissora | - | 49% | - | 49% |
| Interligação Elétrica Garanhuns | - | 49% | - | 49% |
| Energia Sustentável do Brasil | - | 40% | - | 40% |
| Interligação Elétrica do Madeira | - | 49% | - | 49% |
| Empresa de Transm. do Alto Uruguai | - | 27% | - | 27% |
| Goiás Transmissão | - | 49% | - | 49% |

| | | | | |
|---------------------------------|---|-----|---|-----|
| Linha Verde Transmissora | - | 49% | - | 49% |
| Livramento Holding | - | 49% | - | 49% |
| Madeira Energia | - | 39% | - | 39% |
| Manaus Construtora | - | 20% | - | 20% |
| Manaus Transmissora | - | 50% | - | 50% |
| Marumbi | - | 20% | - | 20% |
| MGE Transmissão | - | 49% | - | 49% |
| Minuano I | - | 49% | - | 49% |
| Minuano II | - | 49% | - | 49% |
| Norte Brasil Transmissora | - | 49% | - | 49% |
| Pedra Branca | - | 49% | - | 49% |
| Rei dos Ventos 3 Geradora | - | 25% | - | 25% |
| Retiro Baixo | - | 49% | - | 49% |
| São Pedro do Lago | - | 49% | - | 49% |
| Serra do Facão | - | 50% | - | 50% |
| Santa Vitória do Palmar Holding | - | 49% | - | 49% |
| Sete Gameleiras | - | 49% | - | 49% |
| Sistema de Transmissão Nordeste | - | 49% | - | 49% |
| Teles Pires | - | 49% | - | 49% |
| Transleste de Transmissão | - | 24% | - | 24% |
| Transmissão Delmiro Gouveia | - | 49% | - | 49% |
| Transenergia Goiás | - | 49% | - | 49% |
| Transenergia Renovável | - | 49% | - | 49% |
| Transenergia São Paulo | - | 49% | - | 49% |
| Transirapé de Transmissão | - | 25% | - | 25% |
| Transudeste | - | 25% | - | 25% |
| Verace I | - | 49% | - | 49% |
| Verace II | - | 49% | - | 49% |
| Verace III | - | 49% | - | 49% |
| Verace IV | - | 49% | - | 49% |
| Verace V | - | 49% | - | 49% |
| Verace VI | - | 49% | - | 49% |
| Verace VII | - | 49% | - | 49% |
| Verace VIII | - | 49% | - | 49% |
| Verace IX | - | 49% | - | 49% |
| Verace X | - | 49% | - | 49% |

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, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto. Controladas em conjunto são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem controle compartilhado com uma ou mais partes. 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 justo. O investimento em coligadas e controladas em conjunto inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada.

Os investimentos em coligadas são ajustados proporcionalmente à participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada. 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 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.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas demonstrações financeiras consolidadas, usando o método de consolidação proporcional. As participações da Companhia nos ativos, passivos e resultados das controladas em conjunto são combinadas com os correspondentes itens nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia linha a linha.

3.3. Empresas do grupo com moeda funcional diferente

a) Procedimentos de consolidação proporcional da controlada em conjunto Itaipu Binacional

As Demonstrações Financeiras da controlada em conjunto Itaipu Binacional são originalmente elaboradas em dólares norte-americanos (sua moeda funcional). Os ativos e passivos foram convertidos para reais, a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2012 - US\$ 1.00 - R\$ 2,0435 divulgada pelo Banco Central do Brasil (31 de dezembro de 2011 - US\$ 1.00 - R\$ 1,8758), e as contas de resultado pela taxa média mensal.

O resultado a compensar de Itaipu Binacional é apresentado como ativo financeiro.

A remuneração sobre o capital (em forma de dividendos estipulados pelo Tratado Binacional Brasil – Paraguai) paga por Itaipu Binacional é registrada como receita na controladora e é eliminada no consolidado; e

Todo o resultado gerado por Itaipu Binacional no consolidado na proporção da participação da Companhia (50%) é eliminado na consolidação em contrapartida a rubrica Resultado a Compensar de Itaipu Binacional.

b) Conversão de moeda estrangeira

(b.1) Moeda funcional e moeda de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua ("a moeda funcional").

A moeda funcional da controlada em conjunto Itaipu Binacional, formada entre o Brasil e o Paraguai é o dólar norte-americano.

A moeda funcional de Sociedade de Propósito Específico que atua em ambiente econômico internacional é geralmente a moeda do país em que a referida SPE possui operações.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas que operam com moeda funcional distinta da controladora são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens de patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica de cada transação.

As variações cambiais sobre os investimentos com moeda funcional distinta da controladora são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado do exercício quando da realização dos investimentos.

As Demonstrações Financeiras da Controladora e Consolidadas são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora.

(b.2) Transações e saldos

Na elaboração das demonstrações financeiras de cada empresa, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional de cada empresa são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada exercício, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os itens não monetários que são mensurados pelo custo histórico em uma moeda estrangeira devem ser convertidos, utilizando a taxa vigente da data da transação.

Os ganhos e perdas cambiais sobre itens monetários são reconhecidos no resultado no exercício em que ocorrem, exceto variações cambiais decorrentes de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira relacionados a ativos em construção para uso produtivo futuro, que estão inclusas no custo desses ativos quando consideradas como ajustes aos custos com juros dos referidos empréstimos.

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, os ativos e passivos das operações da Companhia no exterior são convertidos para reais utilizando as taxas de câmbio vigentes no fim do exercício. Os resultados são convertidos pelas taxas de câmbio médias do exercício, a menos que as taxas de câmbio tenham flutuado significativamente durante o exercício; neste caso, são utilizadas as taxas de câmbio da data da transação. As variações cambiais resultantes dessas conversões, se houver, são classificadas em resultados abrangentes e acumuladas no patrimônio líquido, sendo atribuídas as participações não controladoras conforme apropriado.

3.4. 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.

3.5. 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 8).

3.6. 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.

3.7. 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.

3.8. 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.

3.9. 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.

3.10. 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 Medida Provisória nº 591/2012 e subsequente 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 expressa adequadamente o tempo de vida útil dos bens. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões, inclusive as supra mencionadas MP e 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.

3.10.1. 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.

3.11. 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 Agência Nacional de Energia Elétrica - 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.
- 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 será 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 será 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 pelo valor novo de reposição (VNR) depreciado.

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) serão alterados a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1 e);
- 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.

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 da Companhia e 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.

No negócio de geração de energia, com exceção de Itaipu e da Amazonas Energia, a ICPC 01 não é aplicável, mantendo a infraestrutura classificada no ativo imobilizado. Contudo, a norma é aplicável à distribuição e transmissão de energia elétrica, e esses negócios se enquadram no modelo misto (bifurcado) e no modelo financeiro, respectivamente.

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 havendo 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.
- c) Itaipu Binacional - a infraestrutura foi classificada como estando no escopo ICPC 01 (IFRIC 12) em função dos seguintes fatos específicos.

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 WACC 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.

3.12. 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, 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 nas quais 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 (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.

3.12.1. 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 o valor presente desses 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 está sendo capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e será, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

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

3.12.2. 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 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.

3.13. 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, se houver. Quando não for 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 pela taxa de desconto, que reflete uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

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) para a estimativa revisada de seu valor recuperável, desde que não exceda 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 nota explicativa 18). Adicionalmente, considerando o fato do valor patrimonial da Companhia ser superior ao valor de mercado, 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.

3.14. 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.

3.15. 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, que é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos pela Companhia, 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 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 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) são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma da contrapartida transferida, do valor das participações não controladoras na adquirida e 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 da contrapartida transferida, do valor das participações não controladoras na adquirida e 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 ou 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 e 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 correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o "período de mensuração" (que não poderá ser superior a um ano a partir da data de aquisição) relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na 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 remensurada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é remensurada 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 remensurada 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.

3.16. Tributação

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

3.16.1. Impostos 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 ou despesas tributáveis ou 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.

3.16.2. Impostos diferidos

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

Impostos 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 impostos 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 impostos correntes e diferidos também são

reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os impostos correntes e diferidos são originados da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.17. 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.

3.17.1. 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:

- for adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- no reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que o Grupo administra em conjunto e possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- 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:

- tal designação eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- o ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
- 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
- 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 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, os quais 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 reavaliados pelos valores justos por referência ao seu valor de mercado, sem qualquer dedução relativa a custo de transação que possa ocorrer até a sua venda.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio (ver abaixo), 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. Outras variações no valor contábil 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.

3.17.2. 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 (medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por *impairment* sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado) será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Perdas por *impairment* 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 *impairment* ter sido reconhecido no resultado, a perda por *impairment* 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, descontada 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, descontada 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.

3.17.3. 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 retiver 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 retiver 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.

3.17.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Grupo 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 Grupo 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.

3.17.5. 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.

3.17.6. 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 junto com 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).

3.17.7. 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. Determinadas controladas em conjunto contrataram operações de derivativos, sendo que em alguns casos foi aplicada a política de *hedge accounting*.

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*.

3.17.8. 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.

3.17.9. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge*, porém, atualmente com exceção das operações de determinadas SPEs, não possui transações classificadas como tal. 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 inefetiva 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.

3.18. Benefícios pós-emprego

3.18.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia e suas controladas patrocinam vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada e 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 dos empregados 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 estabelecem 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.

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, com os ajustes de custos de serviços passados não reconhecidos. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as 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 e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado, a menos que as mudanças do plano de pensão estejam condicionadas à permanência do empregado no emprego, por um período de tempo específico (o período no qual o direito é adquirido). Nesse caso, os custos de serviços passados são amortizados pelo método linear durante o período em que o direito foi adquirido.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou

voluntária. A Companhia não tem nenhuma 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. A Companhia adota a prática de reconhecer integralmente os ganhos e perdas atuariais em outros resultados abrangentes.

3.18.2. 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. 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.

3.18.3. Participação nos lucros ou resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação dos empregados e administradores nos lucros ou resultados com base no lucro atribuível aos acionistas da Companhia após certos ajustes. A Companhia reconhece uma provisão quando está contratualmente obrigada ou quando há uma prática passada que criou uma obrigação não formalizada (obrigação construtiva).

3.19. 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 são esperados que sejam 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.

3.19.1. 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, com o objetivo de alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnica-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).

3.19.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável, que ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes envolvidos forem 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.

3.19.3. 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.

3.20. 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.

3.21. 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.

3.22. 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 Assembléia Geral, são apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada dividendos adicionais propostos.

3.23. 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.

3.24. 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.

3.24.1. 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.

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.

3.24.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos em controladas e coligadas 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 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, sendo a taxa de juros efetiva 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.

3.25. 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 pelo 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.

3.26. 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.

3.27. 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.

3.28. Apuração do resultado do exercício

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

3.29. 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).

3.30. 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.

3.31. Demonstração do valor adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e 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 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 o 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 inherentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento.

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

I. Ativo e passivo fiscal diferidos

Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis às estimativas de lucro tributável para compensação nos anos em que essas diferenças temporárias e os prejuízos fiscais de imposto de renda e bases negativas de contribuição social acumulados deverão ser realizadas. Os prejuízos fiscais e base negativa não prescrevem e sua compensação fica restrita ao limite de 30% do lucro tributável gerado em determinado exercício fiscal. As estimativas de lucro tributável são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (vide 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 que possa eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representam as práticas determinadas pela ANEEL aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia e de suas controladas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inherentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país, disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), que são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide prática contábil na nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na nota 19).

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

A Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição estimado. Segundo essa premissa, também foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e os investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e os ativos de geração térmica, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel (conforme divulgado na nota 2.1). Até 31 de dezembro de 2011 a premissa adotada era de que tais ativos seriam indenizados pelo valor residual contábil ao final da concessão.

IV. Vida útil dos bens do imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do

ativo imobilizado, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (vide nota 15).

V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termonucleares. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (vide nota 32). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

VI. Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante (tábua AT-2000), idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (vide nota 30).

VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos contingentes fiscais, trabalhistas e cíveis com expectativa de perda provável, com base na opinião da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos e nos procedimentos utilizados. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, mas não são registrados contabilmente (vide nota 31).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia regista provisão para suas contas a receber que entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Essa provisão é calculada com base nas premissas estabelecidas e descritas na Nota 7, as quais são baseadas nos critérios das normas da ANEEL.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

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

X. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato. A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas ao custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. 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 e a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores 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 | |
|--|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| I - Caixa e Equivalente de Caixa: | | | | |
| Caixa e Bancos | 10.826 | 1.819 | 535.145 | 389.191 |
| Aplicações Financeiras | 924.801 | 1.394.910 | 3.894.230 | 4.570.596 |
| | 935.627 | 1.396.729 | 4.429.375 | 4.959.787 |
| II - Caixa Restrito: | | | | |
| Recursos da CCC | 2.099.394 | 2.194.946 | 2.099.394 | 2.194.946 |
| Comercialização - Itaipu | 619.206 | 176.940 | 619.206 | 176.940 |
| Comercialização - PROINFA | 790.723 | 662.752 | 790.723 | 662.752 |
| | 3.509.323 | 3.034.638 | 3.509.323 | 3.034.638 |
| | 4.444.950 | 4.431.367 | 7.938.698 | 7.994.425 |

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

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, 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.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas aplicam em títulos e valores mobiliários com vencimentos de longo prazo e, apesar destas datas de vencimento, a Companhia possui programa de investimento de curto prazo para a utilização desses recursos

antes do vencimento. Sua classificação em circulante e não circulante considera o fato dos títulos classificados no curto prazo serem mantidos para negociação ativa e freqüente, 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 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| LFT | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | - | 7.549.911 |
| LTN | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | 2.953.652 | 429.992 |
| NTN- B | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | 77 | 69.762 |
| NTN- F | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | 1.424.455 | 19.751 |
| CFT-E1 | Banco do Brasil | 01/08/12 | IGP-M | - | 263.450 |
| NTN-P: 741536 | Banco do Brasil | 01/03/12 | TR | - | 86.583 |
| NTN-P: 741566 | Banco do Brasil | 01/06/12 | TR | - | 62.708 |
| NTN-P: 741806 | Banco do Brasil | 26/02/12 | TR | - | 16.991 |
| NTN-P: 741806 | Banco do Brasil | 09/07/12 | TR | - | 30 |
| TOTAL CIRCULANTE | | | | 4.378.184 | 8.499.178 |

NÃO CIRCULANTE

| Titulos | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|-----------------------------|----------------|----------------|
| FINOR/FINAM | 1.602 | 3.064 |
| RENDIMENTOS DE PARCERIAS | 146.728 | 163.740 |
| PARTES BENEFICIÁRIAS | 246.888 | 212.419 |
| OUTROS | 483 | 484 |
| TOTAL NÃO CIRCULANTE | 395.701 | 379.707 |

CONSOLIDADO

| CIRCULANTE | | | | | |
|-------------------------|----------------------------------|-------------|------------|------------------|-------------------|
| Titulos | Agente Financeiro Custodiante | Vencimento | Indexador | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| LFT | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | 1.240.345 | 9.751.563 |
| LTN | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | 3.066.625 | 563.120 |
| NTN- B | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | 51.914 | 69.762 |
| NTN- F | Banco do Brasil | Até 90 dias | Pre-fixado | 1.486.130 | 19.751 |
| CFT-E1 | Banco do Brasil | 01/08/12 | IGP-M | - | 263.450 |
| NTN-P: 741536 | Banco do Brasil | 01/03/12 | TR | - | 86.583 |
| NTN-P: 741566 | Banco do Brasil | 01/06/12 | TR | - | 62.708 |
| NTN-P: 741806 | Banco do Brasil | 26/02/12 | TR | - | 17.032 |
| TÍTULOS DE RENDA FIXA | | | | 130.129 | 129.078 |
| OUTROS | | | | 647.468 | 289.457 |
| TOTAL CIRCULANTE | | | | 6.622.611 | 11.252.504 |

| NÃO CIRCULANTE | | | | | |
|-----------------------------|-------------------------------|------------|------------|----------------|----------------|
| Titulos | Agente Financeiro Custodiante | Vencimento | Indexador | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| LFT | Banco do Brasil | | Pre-fixado | 155 | - |
| NTN- B | Banco do Brasil | | Pre-fixado | 200 | - |
| NTN- P | Banco do Brasil | 28/12/15 | TR | 440 | 332 |
| NTN- P | Banco do Brasil | 09/07/14 | TR | 185 | 178 |
| NTN- P | Banco do Brasil | 28/12/14 | TR | 3 | - |
| NTN-P: 740100 | Banco do Brasil | 01/01/25 | TR | - | 41 |
| NTN-P: 740100 | Banco do Brasil | 01/01/24 | TR | - | 7 |
| NTN-P: 741536 | Banco do Brasil | 21/03/18 | TR | 2 | 2 |
| NTN-P: 741566 | Banco do Brasil | 28/12/15 | TR | - | 92 |
| NTN-P: 741806 | Banco do Brasil | 28/12/04 | TR | - | 3 |
| NTN-P: 760199 | Banco do Brasil | 15/05/17 | TR | - | 127 |
| FINOR/FINAM | | | | 1.602 | 3.064 |
| RENDIMENTOS DE PARCERIAS | | | | 146.728 | 163.740 |
| PARTES BENEFICIÁRIAS | | | | 246.888 | 212.419 |
| OUTROS | | | | 8.134 | 18.353 |
| TOTAL NÃO CIRCULANTE | | | | 404.337 | 398.358 |

a) NTN-P - Títulos públicos recebidos em pagamento por alienação de investimentos societários no âmbito do Programa Nacional de Desestatização - PND. Estes títulos possuem atualização equivalente à variação da Taxa Referencial - TR, divulgada pelo Banco Central do Brasil, com juros de 6% ao ano incidentes sobre o valor atualizado com datas de resgate fixadas a partir de fevereiro de 2012.

b) RENDIMENTOS DE PARCERIAS - Referem-se aos rendimentos decorrentes dos investimentos em regime de parcerias, correspondente a uma remuneração média equivalente à variação do IGP-M acrescido de juros de 12% a 13% ao ano sobre o capital aportado, como demonstrado a seguir:

| | CONTROLADORA E CONSOLIDADO | |
|---------|-----------------------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Tangará | 146.728 | 117.770 |
| Guascor | - | 45.970 |
| | 146.728 | 163.740 |

c) 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 | |
|-------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| 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 | (405.688) | (440.156) |
| Valor presente | 246.887 | 212.419 |

d) FINOR/FINAM - Referem-se substancialmente a certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais destinados à projetos nas áreas de atuação das controladas Chesf e Eletronorte. A Companhia mantém provisão para perdas na sua realização, constituída com base em valor de mercado, no montante de R\$ 246.924 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 292.456), sendo apresentada como redutora do respectivo ativo.

NOTA 7 – CLIENTES

| CIRCULANTE | CONSOLIDADO | | | | | 31/12/2011 | |
|-------------------------------|------------------|----------------------|----------------|-----------------------|------------------|------------------|--|
| | A vencer | Vencidos até 90 dias | | Créditos Renegociados | Total | | |
| | | + de 90 dias | Total | | | | |
| AES ELETROPAULO | 115.767 | 2.464 | - | - | 118.231 | 104.400 | |
| AES SUL | 27.849 | 1.256 | - | - | 29.105 | 13.011 | |
| AMPLA | 42.481 | 1.829 | 10 | - | 44.320 | 41.908 | |
| ANDE | 63.659 | - | - | - | 63.659 | 52.115 | |
| CEA | 344.535 | - | - | - | 344.535 | 1.093.641 | |
| CEB | 13.499 | 638 | 106 | - | 14.243 | 14.925 | |
| CEE-D | 38.938 | 187 | - | - | 39.125 | 37.366 | |
| CELESC | 49.627 | 2.784 | - | - | 52.411 | 37.422 | |
| CELG | 56.373 | 409 | - | 72.535 | 129.317 | 98.968 | |
| CELPÁ | 60.457 | 119 | 12.453 | 9.405 | 82.434 | 80.764 | |
| CELPE | 45.982 | 379 | 56 | - | 46.417 | 39.903 | |
| CEMAR | 35.712 | 951 | - | - | 36.663 | 32.021 | |
| CEMIG | 80.377 | 3.367 | 8 | - | 83.752 | 113.081 | |
| CESP | 4.529 | - | - | - | 4.529 | 3.524 | |
| COELBA | 74.007 | 1.758 | 58 | - | 75.823 | 72.858 | |
| COELCE | 41.987 | 1.612 | - | - | 43.599 | 34.437 | |
| COPEL | 112.444 | 1.759 | - | - | 114.203 | 102.247 | |
| CPFL | 42.054 | 981 | 165 | - | 43.200 | 64.826 | |
| EBE | 27.019 | 637 | - | - | 27.656 | 25.620 | |
| ELEKTRO | 56.426 | 232 | - | - | 56.658 | 52.614 | |
| ENERGISA | 21.211 | 296 | 12 | - | 21.519 | 63.484 | |
| ENERSUL | 20.366 | 272 | - | - | 20.638 | 20.534 | |
| ESCELSA | 26.232 | 1.009 | 60 | - | 27.301 | 26.395 | |
| LIGHT | 91.463 | 1.311 | 452 | - | 93.226 | 89.994 | |
| PIRATININGA | 6.126 | - | 54 | - | 6.180 | 8.538 | |
| RGE | 7.353 | 659 | - | - | 8.012 | 7.698 | |
| Rolagem da Dívida dos Estados | - | - | - | 112.427 | 112.427 | 187.625 | |
| Comercialização CCEE | 93.668 | 23.535 | 295.650 | - | 412.853 | 433.440 | |
| Uso da Rede Elétrica | 505.615 | 3.393 | 56.841 | 30.141 | 595.990 | 608.415 | |
| PROINFÁ | 412.944 | 7.741 | 56.419 | - | 477.104 | 579.428 | |
| Consumidores | 659.470 | 341.318 | 445.669 | 198.379 | 1.644.836 | 1.172.474 | |
| Poder público | 125.378 | 57.661 | 388.846 | 144.553 | 716.438 | 465.335 | |
| Outros | 758.558 | 13.281 | 139.546 | 168.424 | 1.079.809 | 1.151.156 | |
| (-) PCLD | (745.727) | (46.213) | (1.024.445) | (352.865) | (2.169.250) | (2.578.143) | |
| | 3.316.379 | 425.625 | 371.960 | 382.999 | 4.496.963 | 4.352.024 | |
| NÃO CIRCULANTE | | | | | | | |
| CELG | - | - | - | 161.313 | 161.313 | 66.368 | |
| CELPÁ | - | - | - | 70.669 | 70.669 | - | |
| CEA | - | - | - | 399.302 | 399.302 | - | |
| Rolagem da dívida dos Estados | - | - | - | 1.029.710 | 1.029.710 | 1.005.383 | |
| Outros | 258.827 | - | 7.956 | 310.939 | 577.722 | 407.243 | |
| (-) PCLD | (334) | - | (7.956) | (747.480) | (755.770) | - | |
| | 258.493 | - | - | 1.224.453 | 1.482.946 | 1.478.994 | |
| | 3.574.872 | 425.625 | 371.960 | 1.607.452 | 5.979.909 | 5.831.018 | |

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 negativo no exercício de 2012 de R\$ 60.122 (31 de dezembro de 2011 – negativo em R\$ 48.906), 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\$ 477.104 do Proinfa referente à Controladora (31 de dezembro de 2011 – R\$ 579.428).

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\$ 1.142.137

A controlada Eletrosul detém 50% do total de créditos junto à União, que atualizados pelo IGP-M e acrescidos de juros de 12,68 % ao ano, montam à R\$ 578.654, em 31 de dezembro de 2012 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 607.391), sendo R\$ 438.586 no ativo não circulante (31 de dezembro de 2011 - R\$ 479.752) decorrentes da assunção dos haveres que a Companhia possuía nas concessionárias estaduais de energia elétrica. A União assumiu, refinanciou e reescalonou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, estão limitados por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

IV - Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é

considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O saldo é composto como segue:

| | CONSOLIDADO | |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Consumidores | 856.030 | 792.962 |
| Revendedores | 1.031.593 | 397.980 |
| CEA | 743.837 | 1.093.641 |
| CCEE - Energia de Curto Prazo | 293.560 | 293.560 |
| | <hr/> 2.925.020 | <hr/> 2.578.143 |

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

| | CONSOLIDADO |
|---------------------------------|-----------------|
| | 31/12/2012 |
| Saldo em 31 de dezembro de 2010 | <hr/> 2.130.896 |
| (+) Constituição | 666.480 |
| (-) Reversão | (219.233) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2011 | <hr/> 2.578.143 |
| (+) Constituição | 1.050.795 |
| (-) Reversão | (703.918) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2012 | <hr/> 2.925.020 |

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 2011 refere-se basicamente ao programa de parcelamento junto às prefeituras e órgãos públicos pelas empresas de distribuição.

Em 2012, a controlada Eletronorte efetuou reversões, pela baixa definitiva do valor, no montante de R\$ 492.025, em decorrência da renegociação efetuada com os valores a receber da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA).

A principal constituição de provisão no período refere-se a R\$ 204.049 que Furnas possui a receber da CELG, em função do não reconhecimento de parte da dívida desta com Furnas (e que encontra-se em discussão).

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

NOTA 8 – INDENIZAÇÕES LEI 12.783/2013

Valor referente às indenizações a receber do poder concedente em função das alterações da Lei 12.783/2003, conforme nota 2.1:

| | CONSOLIDADO |
|--|-------------------|
| | 31/12/2012 |
| Geração – Projeto Básico | 6.153.462 |
| Transmissão – Rede básica – novos empreendimentos (RBNI) | 8.283.810 |
| | <u>14.437.272</u> |
| Ativo circulante | 8.882.836 |
| Ativo não circulante | 5.554.436 |
| | <u>14.437.272</u> |

Vide nota 47.4.

NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

| Tx. Média | Valor | 31/12/2012 | | | | CONSOLIDADO | | | |
|---|-------|------------------|------------------|---------------------|------------|---------------------|------------------|------------------|------------|
| | | CONTROLADORA | | ENCARGOS CIRCULANTE | | ENCARGOS CIRCULANTE | | PRINCIPAL NÃO | |
| | | CIRCULANTE | NÃO | CIRCULANTE | CIRCULANTE | Tx. Média | Valor | CIRCULANTE | CIRCULANTE |
| Controladas e controlada em conjunto | | | | | | | | | |
| FURNAS | 6,78 | 19.307 | 248.775 | 3.257.300 | - | - | - | - | - |
| CHESF | 6,95 | 740 | 34.545 | 93.370 | - | - | - | - | - |
| ELETROSUL | 6,84 | 5.366 | 70.951 | 1.065.900 | - | - | - | - | - |
| ELETRONORTE | 7,34 | 30.510 | 311.219 | 3.890.859 | - | - | - | - | - |
| ELETRONUCLEAR | 6,60 | 5.514 | 43.547 | 1.050.250 | - | - | - | - | - |
| CGTEE | 11,55 | 8.024 | 111.632 | 958.363 | - | - | - | - | - |
| CEAL | 8,70 | 2.806 | 77.491 | 341.521 | - | - | - | - | - |
| BOA VISTA | 8,30 | 237 | 3.520 | 16.833 | - | - | - | - | - |
| CERON | 6,65 | 1.836 | 67.099 | 212.307 | - | - | - | - | - |
| CEPISA | 8,05 | 3.597 | 104.278 | 471.217 | - | - | - | - | - |
| ELETROACRE | 11,97 | 994 | 28.610 | 125.350 | - | - | - | - | - |
| AMAZONAS | 7,82 | 4.914 | 253.925 | 770.150 | - | - | - | - | - |
| ITAIPIU | 7,45 | - | 1.271.281 | 10.371.354 | 7,45 | - | 635.640 | 5.185.677 | |
| | | <u>83.845</u> | <u>2.626.873</u> | <u>22.624.774</u> | | <u>-</u> | <u>635.640</u> | <u>5.185.677</u> | |
| 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 | |
| CEE | 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 | |
| CELP | 6,68 | 52.374 | 66.288 | 411.820 | 6,68 | 52.374 | 66.288 | 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 | | <u>(140.086)</u> | <u>(263.027)</u> | - | | <u>(140.086)</u> | <u>(263.027)</u> | - | |
| | | <u>394.505</u> | <u>939.273</u> | <u>2.541.686</u> | | <u>394.509</u> | <u>946.042</u> | <u>2.561.609</u> | |
| | | <u>478.350</u> | <u>3.566.146</u> | <u>25.166.460</u> | | <u>394.509</u> | <u>1.581.682</u> | <u>7.747.286</u> | |

| 31/12/2011 | | | | | | | | | |
|---|-------|------------------|------------------|-------------------|-------|---------------------|------------------|------------------|------------|
| | | CONTROLADORA | | PRINCIPAL | | CONSOLIDADO | | | |
| ENCARGOS CIRCULANTE | | CIRCULANTE | | NÃO CIRCULANTE | | ENCARGOS CIRCULANTE | | PRINCIPAL | |
| Tx. Média | Valor | CIRCULANTE | CIRCULANTE | | | Tx. Média | Valor | CIRCULANTE | CIRCULANTE |
| Controladas e controlada em conjunto | | | | | | | | | |
| FURNAS | 6,78 | 18.074 | 168.250 | 2.958.897 | - | - | - | - | - |
| CHESF | 6,95 | - | 21.276 | 121.729 | - | - | - | - | - |
| ELETROSUL | 6,84 | 5.465 | 58.861 | 918.555 | - | - | - | - | - |
| ELETRONORTE | 7,34 | 11.724 | 273.752 | 3.783.553 | - | - | - | - | - |
| ELETRONUCLEAR | 6,60 | 3.381 | 85.882 | 1.089.087 | - | - | - | - | - |
| CGTEE | 11,55 | 1.577 | 157.144 | 841.793 | - | - | - | - | - |
| CEAL | 8,70 | 2.006 | 105.295 | 204.011 | - | - | - | - | - |
| CRON | 6,65 | 662 | 20.916 | 94.926 | - | - | - | - | - |
| CEPISA | 8,05 | 3.161 | 85.423 | 375.314 | - | - | - | - | - |
| ELETROACRE | 11,97 | 1.071 | 32.944 | 73.528 | - | - | - | - | - |
| AMAZONAS | 7,82 | 3.734 | 170.465 | 448.894 | - | - | - | - | - |
| ITAIPU | 7,45 | - | 1.080.499 | 10.684.686 | 7,45 | - | 540.249 | 5.342.343 | |
| | | <u>50.855</u> | <u>2.260.707</u> | <u>21.594.973</u> | | | <u>540.249</u> | <u>5.342.343</u> | |
| CEMIG | 7,12 | 2.352 | 78.124 | 373.241 | 7,12 | 2.352 | 78.124 | 373.241 | |
| COPEL | 8,39 | 1.616 | 49.164 | 215.900 | 8,39 | 1.616 | 49.164 | 215.900 | |
| CEEE | 6,57 | 865 | 21.990 | 127.568 | 6,57 | 865 | 21.990 | 127.568 | |
| AES ELETROPAULO | 10,39 | 311.636 | 108.851 | 2.329 | 10,39 | 311.636 | 108.851 | 2.329 | |
| CELPE | 6,13 | 292 | 11.035 | 43.676 | 6,13 | 292 | 11.035 | 43.676 | |
| CEMAT | 6,27 | 1.875 | 358.578 | - | 6,27 | 1.875 | 358.578 | - | |
| CELTINS | 6,26 | 617 | 100.918 | - | 6,26 | 617 | 100.918 | - | |
| ENERSUL | 6,17 | 461 | 13.413 | 71.360 | 6,17 | 461 | 13.413 | 71.360 | |
| CELPAs | 6,68 | 11.279 | 408.629 | - | 6,68 | 11.279 | 408.629 | - | |
| CEMAR | 5,89 | 1.995 | 62.289 | 414.612 | 5,89 | 1.995 | 62.289 | 414.612 | |
| CESP | 9,36 | 233 | 41.190 | 149.636 | 9,36 | 233 | 41.190 | 149.636 | |
| COELCE | 6,08 | 506 | 16.420 | 84.245 | 6,08 | 506 | 16.420 | 84.245 | |
| COSEN | 6,00 | 75 | 3.224 | 11.732 | 6,00 | 75 | 3.224 | 11.732 | |
| COELBA | 6,00 | 922 | 28.527 | 154.570 | 6,00 | 922 | 28.527 | 154.570 | |
| CER | 8,76 | 941 | 7.881 | 13.117 | 8,76 | 941 | 7.881 | 13.117 | |
| CELG | 5,71 | 40.310 | 57.248 | 12.681 | 5,71 | 40.310 | 57.248 | 12.681 | |
| ESCELSA | 6,01 | 443 | 13.032 | 76.318 | 6,01 | 443 | 13.032 | 76.318 | |
| GLOBAL | 6,00 | - | 44.100 | - | 6,00 | - | 44.100 | - | |
| CELESC DIST. | 7,41 | - | 63.626 | 86.429 | 7,41 | - | 63.626 | 86.429 | |
| OUTRAS | 6,36 | 95.504 | 101.928 | 445.714 | 6,36 | 95.511 | 107.245 | 471.581 | |
| (-) PCLD | | <u>(130.475)</u> | <u>(395.133)</u> | | | <u>(130.475)</u> | <u>(395.133)</u> | | |
| | | <u>341.447</u> | <u>1.195.033</u> | <u>2.283.126</u> | | <u>341.454</u> | <u>1.200.351</u> | <u>2.308.993</u> | |
| | | <u>392.302</u> | <u>3.455.741</u> | <u>23.878.099</u> | | <u>341.454</u> | <u>1.740.600</u> | <u>7.651.336</u> | |

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, recursos setoriais e 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 6,15% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 43% do total da carteira (48% em 31 de dezembro de 2011). 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 (52% em 31 de dezembro de 2011).

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:

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | Após 2018 | Total |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|--------------|
| Controladora | 3.548.695 | 3.134.620 | 2.678.191 | 2.545.767 | 2.435.504 | 10.823.683 | 25.166.460 |
| Consolidado | 1.092.437 | 964.967 | 824.459 | 783.693 | 749.750 | 3.331.981 | 7.747.286 |

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 5º 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 5º Vara Cível.

Desta forma, pelo atual fase do processo e pelos motivos expostos, estima-se que os trabalhos periciais, caso a Companhia não recorra da decisão, se iniciem durante o segundo trimestre de 2013.

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.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável à AES Eletropaulo e/ou à CTEEP, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 1.735.861, atualizado até 31 de dezembro de 2012, sendo R\$ 434.354 (R\$ 422.816 em 31 de dezembro de 2011) 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 controverso 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\$ 403.113 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 525.608) 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.

A Companhia reconheceu provisão sobre os créditos junto à Celpa, no montante de R\$ 37.704. Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

Adicionalmente, a Companhia possui provisão sobre os créditos junto à Cemar e Celtins, controladas pela Equatorial Energia e sob intervenção federal, no montante de R\$ 74.626 e R\$ 20.527. 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 2010 | 228.477 |
| (+) Complemento | 358.984 |
| (-) Reversões / baixas | (61.853) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2011 | 525.608 |
| (+) Complemento | 181.048 |
| (-) Reversões / baixas | (303.543) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2012 | 403.113 |

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 reconhecidos como 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 | |
|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Furnas | - | 64.200 | - | - |
| Chesf | - | 297.947 | - | - |
| Eletrosul | 15.613 | 24.490 | - | - |
| Eletronorte | - | 13.773 | - | - |
| Eletropar | 3.049 | 4.703 | - | - |
| CGTEE | 53.723 | 37.263 | - | - |
| Itaipu | 8.164 | 469 | - | - |
| CTEEP | - | 79.644 | - | 79.644 |
| CEMAR | 25.491 | 15.706 | 25.491 | 15.706 |
| CELPA | 27.513 | - | 27.513 | - |
| Lajeado | 46.381 | - | 46.381 | - |
| Outros | 15.370 | 95.637 | 19.405 | 102.513 |
| | 195.304 | 633.832 | 118.790 | 197.863 |

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

I. Tributos a recuperar

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|-------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Ativo circulante: | | | | |
| Imposto de renda - fonte | 872.776 | 828.863 | 1.071.204 | 893.706 |
| PIS/PASEP/COFINS compensáveis | 13.777 | 28.776 | 113.427 | 80.433 |
| ICMS a recuperar | - | - | 21.659 | 17.150 |
| Outros | - | - | 185.592 | 113.033 |
| | 886.553 | 857.639 | 1.391.882 | 1.104.322 |
| Ativo não circulante: | | | | |
| ICMS a recuperar | - | - | 1.091.949 | 1.655.413 |
| PIS/COFINS a recuperar | - | - | 842.871 | 775.348 |
| | - | - | 1.934.820 | 2.430.761 |

II. Imposto de renda e contribuição social

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|-----------------------------|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Ativo circulante: | | | | |
| Antecipações de IRPJ e CSLL | 1.088.491 | 736.588 | 1.418.252 | 843.022 |
| Ativo não circulante: | | | | |
| IRPJ/CSLL Diferidos | 1.754.333 | 2.044.513 | 4.996.806 | 3.343.525 |

III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

| Diferenças temporárias de IRPJ/CSLL: | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|---|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Variação Cambial Passiva | 386.223 | 530.647 | 386.223 | 530.647 |
| Provisão de Juros sobre o capital próprio | 147.547 | 331.290 | 147.547 | 331.290 |
| Provisão para Contingências | 595.265 | 540.708 | 941.128 | 782.587 |
| Provisão de créditos de liquidação | 174.359 | 195.577 | 483.520 | 191.824 |
| Provisão p/ ajuste ao valor de mercado | 148.253 | 187.617 | 148.253 | 187.617 |
| Provisões Operacionais | - | - | 2.265.844 | 404.077 |
| Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS) | 302.686 | 258.674 | 311.286 | 436.295 |
| Outros | - | - | 313.005 | 479.188 |
| | 1.754.333 | 2.044.513 | 4.996.806 | 3.343.525 |

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

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

| Período: | CONTROLADORA | |
|--|--------------|--|
| | 31/12/2012 | |
| 2014 | 107.761 | |
| 2015 | 139.220 | |
| 2016 | 225.166 | |
| 2017 | 398.241 | |
| 2018 | 451.879 | |
| 2019 | 402.066 | |
| Total reconhecido no balanço patrimonial | 1.754.333 | |

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

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

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

V. – 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, que 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, sendo que, 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.

NOTA 12 – DIREITOS e OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

| | <u>31/12/2012</u> | <u>31/12/2011</u> |
|-----------------------------|-------------------|-------------------|
| a. CCC de Sistemas Isolados | 7.435.134 | 3.583.490 |
| b. Energia nuclear | 581.095 | - |
| | <u>8.016.229</u> | <u>3.583.490</u> |
| Ativo circulante | 7.115.200 | 3.083.157 |
| Ativo não circulante | 901.029 | 500.333 |
| | <u>8.016.229</u> | <u>3.583.490</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 recebidos da CCC (parte a título de adiantamentos) nos respectivos períodos. Como a regulamentação da ANEEL referente à Lei nº 12.111/2009 ainda não se encontra totalmente estabelecida, 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\$ 7.435.134 (R\$ 3.583.490 em 31 de dezembro de 2011) e um passivo de R\$ R\$ 7.789.757 (R\$ 3.431.228 em 31 de dezembro de 2011) 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 (definida no parágrafo 1º da citada Lei) a ser repassado para FURNAS, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, em 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. Dessa forma, a Companhia possui um direito de ressarcimento de R\$ 581.095 em dezembro de 2012 , tendo como contrapartida uma receita de suprimento de energia.

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

NOTA 13 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

| | CONSOLIDADO | |
|--------------------------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| CIRCULANTE | | |
| Elementos prontos | 360.751 | 388.663 |
| | 360.751 | 388.663 |
| NÃO CIRCULANTE | | |
| Elementos prontos | 143.116 | 133.894 |
| Concentrado de urânio | 109.153 | 130.575 |
| Em curso - combustível nuclear | 229.226 | 171.164 |
| | 481.495 | 435.633 |
| | 842.246 | 824.296 |

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 | |
|----------------------|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Controladas | | | | |
| Furnas | 525.450 | 300.000 | - | - |
| Chesf | - | 1.293.000 | - | - |
| Eletrosul | 554.768 | 1.810.793 | - | - |
| Eletronorte | 220.240 | 1.125.949 | - | - |
| CGTEE | 160.949 | 452.704 | - | - |
| Ceal | 176.514 | 97.354 | - | - |
| Ceron | 162.798 | 88.837 | - | - |
| Cepisa | 430.282 | 275.984 | - | - |
| Eletroacre | 217.497 | 160.822 | - | - |
| Amazonas | 277.680 | 63.918 | - | - |
| | 2.726.178 | 5.669.361 | - | - |
| Outros investimentos | 4.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 |
| | 2.730.178 | 5.673.361 | 4.000 | 4.000 |

NOTA 15 – INVESTIMENTOS

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|---|-------------------|-------------------|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Avaliados por Equivalência Patrimonial | | | | |
| a) Controladas e Controladas em conjunto | | | | |
| Furnas | 11.252.674 | 13.237.136 | - | - |
| Chef | 11.622.439 | 16.742.953 | - | - |
| Eletrosul | 4.653.342 | 2.624.730 | - | - |
| Eletronorte | 10.543.614 | 10.199.453 | - | - |
| Eletropar | 136.549 | 169.135 | - | - |
| Eletronuclear | 6.345.704 | 6.520.292 | - | - |
| CGTEE | 210.190 | 334.348 | - | - |
| Distribuidora Alagoas | 4.119 | 217.375 | - | - |
| Distribuidora Rondônia* | - | 135.118 | - | - |
| Distribuidora Acre* | - | 85.563 | - | - |
| Itaipu | 102.175 | 93.790 | - | - |
| Mangue Seco II | 17.006 | 17.166 | - | - |
| CHC | 28.584 | 19.090 | - | - |
| Norte Energia | 409.386 | 217.135 | - | - |
| Inambari | 9.250 | 9.738 | - | - |
| | 45.335.032 | 50.623.022 | - | - |
| b) Coligadas | | | | |
| Celpa | 94.673 | 171.370 | 94.673 | 171.370 |
| CEEE-GT | 738.009 | 701.628 | 738.009 | 701.628 |
| Cemar | 420.787 | 436.150 | 420.787 | 436.150 |
| Emae | 252.316 | 301.190 | 263.331 | 312.150 |
| CTEEP | 739.735 | 641.618 | 753.358 | 653.280 |
| Cemar | 411.463 | 323.433 | 411.463 | 323.433 |
| Lajeado Energia | 540.819 | 532.459 | 540.819 | 532.459 |
| Ceb Lajeado | 79.672 | 76.155 | 79.672 | 76.155 |
| Paulista Lajeado | 27.425 | 27.654 | 27.425 | 27.654 |
| CEEE-D | 343.875 | 391.988 | 343.875 | 391.988 |
| Aguas da Pedra | - | - | 176.504 | 157.112 |
| Amapari | - | - | 39.191 | 34.105 |
| | 3.648.774 | 3.603.645 | 3.889.107 | 3.817.484 |
| SUBTOTAL | 48.983.806 | 54.226.667 | 3.889.107 | 3.817.484 |
| Avaliados a Valor Justo | | | | |
| Celesc | 112.012 | 150.432 | 112.012 | 150.432 |
| Cesp | 124.380 | 203.580 | 124.380 | 203.580 |
| Coelce | 232.140 | 182.640 | 232.140 | 182.640 |
| AES Tietê | 713.398 | 812.853 | 713.398 | 812.853 |
| Energisa | 82.070 | 77.215 | 82.070 | 77.215 |
| CELPE | 24.159 | 54.854 | 24.159 | 54.854 |
| CGEEP | 30.201 | 22.607 | 30.201 | 22.607 |
| COPEL | 38.575 | 50.546 | 38.575 | 50.546 |
| CEB | 6.206 | 6.485 | 6.206 | 6.485 |
| AES Eletropaulo | - | - | 35.207 | 76.491 |
| Energias do Brasil | - | - | 18.556 | 20.552 |
| Tangara | 21.738 | 21.738 | 21.738 | 21.738 |
| CPFL Energia | - | - | 36.457 | 44.327 |
| CEA | 20 | 20 | 20 | 20 |
| CER | 102 | 102 | 102 | 102 |
| Outros | 20.288 | 23.519 | 156.156 | 139.638 |
| | 1.405.290 | 1.606.591 | 1.631.378 | 1.864.078 |
| SUBTOTAL | 50.389.095 | 55.833.259 | 5.520.484 | 5.681.562 |
| Provisão para perdas em investimentos | (122.185) | (171.370) | (122.185) | (171.370) |
| TOTAL | 50.266.910 | 55.661.889 | 5.398.299 | 5.510.192 |

* Passivo a descoberto em Dezembro 2012

Tendo em vista o processo de recuperação judicial da investida Celpa e consequente incerteza de continuidade de suas operações, a Companhia reconheceu como provisão para perdas a totalidade do investimento na Celpa no montante de R\$ 94.673 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 143.857) e perda dos montantes de dividendos declarados e não pagos até 31 de dezembro de 2012 no montante de R\$ 27.513 (31 de dezembro

de 2011 – R\$ 27.513), ambas as provisões limitadas à participação da Companhia no capital social da Celpa de 34,24%.

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

| CELPAs | <u>CONTROLADORA E CONSOLIDADO</u> | |
|----------------|-----------------------------------|-------------------|
| | <u>31/12/2012</u> | <u>31/12/2011</u> |
| | <u>122.185</u> | <u>171.370</u> |
| <u>122.185</u> | | <u>171.370</u> |

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

| | <u>CONTROLADORA E CONSOLIDADO</u> | |
|---------|-----------------------------------|-------------------|
| | <u>31/12/2012</u> | <u>31/12/2011</u> |
| | <u>86.464</u> | <u>86.464</u> |
| CEMAT | <u>1.047.648</u> | <u>956.630</u> |
| CTEEP | <u>-</u> | <u>4.961</u> |
| CEEE-GT | <u>-</u> | <u>7.539</u> |
| CEEE-D | <u>1.134.112</u> | <u>1.055.594</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.

15.3 - Mutação dos investimentos – Controladora

| Controladas e coligadas | Saldo em 31/12/2011 | Integralização de capital | Outros Resultados Abrangentes | Ganho/ Perda de Capital | Ajustes de exercícios anteriores | Dividendos e Juros sobre capital | Equivalência patrimonial / Provisão | Saldo em 31/12/2012 |
|---|------------------------|------------------------------|-------------------------------------|----------------------------|--|--|---|------------------------|
| MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA | | | | | | | | |
| FURNAS | 13.237.136 | - | (475.981) | - | - | (192.601) | (1.315.879) | 11.252.674 |
| CHEF | 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 |
| ELETORONTE | 10.199.453 | 1.125.949 | (21.947) | 59 | - | (49.922) | (709.978) | 10.543.614 |
| ELETROPAR | 169.135 | - | (28.260) | - | - | (17.157) | 12.831 | 136.549 |
| ELETRONUCLEAR | 6.520.292 | - | (194.312) | - | - | - | 19.724 | 6.345.704 |
| CGTEE | 334.348 | 432.966 | (126.966) | 41 | - | (12.254) | (417.946) | 210.190 |
| CEAL | 217.375 | - | (126.189) | - | - | - | (87.067) | 4.119 |
| EOICA MANGUE SECO | 17.166 | - | - | - | - | - | (159) | 17.006 |
| CHC | 19.090 | 10.029 | 1.886 | - | - | - | (2.421) | 28.584 |
| NORTE ENERGIA (BELO MONTE) | 217.135 | 198.000 | - | - | - | - | (5.750) | 409.386 |
| INAMBARI | 9.738 | 679 | 185 | - | - | - | (1.352) | 9.250 |
| ITAIPU BINACIONAL | 93.790 | - | 8.385 | - | - | - | - | 102.175 |
| CELPAs | 171.370 | - | - | - | - | - | (76.697) | 94.673 |
| CEEE-GT | 701.628 | - | 51.370 | - | - | 13.562 | (28.551) | 738.009 |
| CEMAT | 436.150 | - | - | - | - | 6.275 | (21.638) | 420.787 |
| 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) | - | 6.936 | (65.292) | 66.739 | 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 |
| MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA | | | | | | | | |
| CEPISA | (185.154) | - | (1.863) | - | - | - | (36.488) | (223.505) |
| CERON | 135.118 | - | - | - | - | - | (207.886) | (72.768) |
| BOAVISTA | - | - | - | - | - | - | (23.562) | (23.562) |
| AMAZONAS | (286.994) | - | (11.821) | - | - | - | (829.203) | (1.128.018) |
| ELETROACRE | 85.564 | - | - | - | - | - | (139.598) | (54.034) |
| TOTAL | 53.754.519 | 5.270.340 | (1.238.421) | (1.399) | 6.936 | (1.467.637) | (8.842.421) | 47.481.917 |
| Investimentos | 54.226.667 | 5.270.340 | (1.224.737) | (1.399) | 6.936 | (1.467.637) | (7.826.367) | 48.983.803 |
| Passivo a descoberto | (472.148) | - | (13.684) | - | - | - | (1.016.055) | (1.501.887) |
| TOTAL | 53.754.519 | 5.270.340 | (1.238.421) | (1.399) | 6.936 | (1.467.637) | (8.842.421) | 47.481.917 |

15.4 Informações do valor de mercado e de receita das investidas

| Empresas de capital aberto | Método de Avaliação | Participação | Valor de Mercado (*) | | Receita Operacional Líquida | |
|----------------------------|--------------------------|--------------|----------------------|-----------|-----------------------------|------------|
| | | | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| CEEE-D | Equivaléncia Patrimonial | 32,59% | 244.628 | 315.468 | 2.188.950 | 2.028.501 |
| CEEE-GT | Equivaléncia Patrimonial | 32,59% | 268.884 | 329.138 | 952.863 | 762.484 |
| CELPA | Equivaléncia Patrimonial | 34,24% | 23.613 | 177.667 | Não divulgado | 2.433.800 |
| CEMAR | Equivaléncia Patrimonial | 33,55% | 534.769 | 140.094 | Não divulgado | 1.912.105 |
| CEMAT | Equivaléncia Patrimonial | 40,92% | 206.254 | 290.582 | 2.344.799 | 2.009.768 |
| CTEEP | Equivaléncia Patrimonial | 35,23% | 1.846.752 | 3.093.881 | 2.818.988 | 2.900.805 |
| EMAE | Equivaléncia Patrimonial | 39,02% | 106.681 | 99.040 | 174.509 | 164.093 |
| CELESC | Valor de mercado | 10,75% | 141.779 | 150.431 | Não divulgado | 4.191.414 |
| CESP | Valor de mercado | 2,05% | 153.571 | 203.581 | 3.354.005 | 2.957.525 |
| COELCE | Valor de mercado | 7,06% | 226.711 | 182.639 | Não divulgado | 2.627.212 |
| AES Tiete | Valor de mercado | 7,94% | 713.399 | 812.853 | 2.112.435 | 1.885.956 |
| CGEEP - DUKE | Valor de mercado | 0,47% | 30.162 | 22.607 | 1.103.168 | 958.003 |
| ENERGISA S.A. | Valor de mercado | 2,90% | 77.740 | 77.215 | 2.919.079 | 2.426.613 |
| CELGPAR | Valor de mercado | 0,07% | 391 | 322 | Não divulgado | 2.211.465 |
| CELPE | Valor de mercado | 1,56% | 35.212 | 54.853 | 3.545.861 | 2.914.113 |
| COPEL | Valor de mercado | 0,56% | 37.856 | 50.546 | 8.532.217 | 7.776.165 |
| CEB | Valor de mercado | 3,29% | 6.000 | 6.485 | Não divulgado | 1.377.619 |
| AES Eletropaulo | Valor de mercado | 1,25% | 35.206 | 76.491 | 9.959.198 | 9.835.578 |
| CPFL Energia | Valor de mercado | 0,31% | 36.456 | 44.327 | 15.055.147 | 12.764.028 |
| Energias do Brasil | Valor de mercado | 0,18% | 18.556 | 20.552 | 6.567.283 | 5.401.662 |

(*) Baseado na cotação das ações em 31 de dezembro.

| Empresas de capital fechado | Método de Avaliação | Participação | Valor de Mercado | | Receita Operacional Líquida | |
|-----------------------------|--------------------------|--------------|------------------|---------|-----------------------------|---------------|
| | | | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Guascor | Valor de mercado | 4,41% | Não divulgado | 3.300 | Não divulgado | Não divulgado |
| TANGARÁ | Valor de mercado | 25,47% | 19.932 | 21.738 | Não divulgado | Não divulgado |
| CDSA | Valor de mercado | 0,13% | 367 | 11.802 | Não divulgado | Não divulgado |
| CEA | Valor de mercado | 0,03% | 26 | 20 | Não divulgado | Não divulgado |
| CERR | Valor de mercado | 0,01% | 18 | 102 | Não divulgado | 100.689 |
| Ceb Lajeado | Equivaléncia Patrimonial | 40,07% | 58.364 | 58.364 | 110.661 | 97.114 |
| Lajeado Energia | Equivaléncia Patrimonial | 40,07% | 303.276 | 303.276 | 518.859 | 485.622 |
| Paulista Lajeado | Equivaléncia Patrimonial | 40,07% | 22.532 | 22.532 | 47.829 | 42.207 |
| Brasventos Eolo | Equivaléncia Patrimonial | 49,00% | Não divulgado | 2.232 | - | - |
| Rei Dos Ventos 3 | Equivaléncia Patrimonial | 49,00% | Não divulgado | 2.196 | - | - |
| Brasventos Miassaba 3 | Equivaléncia Patrimonial | 49,00% | Não divulgado | 3.335 | - | - |
| Baguari | Equivaléncia Patrimonial | 30,61% | Não divulgado | 82.172 | 13.249 | 12.308 |
| Águas da Pedra | Equivaléncia Patrimonial | 49,00% | 89.796 | 125.089 | 165.080 | 171.012 |
| Chapacoense | Equivaléncia Patrimonial | 40,00% | Não divulgado | 57 | 229.767 | 453.825 |
| Amapari | Equivaléncia Patrimonial | 49,00% | 39.190 | 27.997 | 35.200 | 37.924 |

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 seu primeiro termo aditivo celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2010 com vigência até 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 39.531 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 72.831) e prejuízos acumulados de R\$ 374.151 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 290.323) 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 de R\$ 24.541 e prejuízos acumulados de R\$ 1.190.628 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 993.423) 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\$ 54.248 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 8.322) e prejuízos acumulados de R\$ 999.171 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 962.683) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas Energia – tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (1.600,60 MW) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 1.949.330 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 1.000.238) e prejuízos acumulados de R\$ 5.445.438 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 4.617.006) e depende do suporte financeiro da Companhia.

e) Distribuição Roraima - controlada diretamente pela Companhia a partir do ano de 2012 (anteriormente era uma controlada indireta, cujo acionista era a Eletronorte), com atuação na cidade de Boa Vista, suas funções principais são explorar os serviços de energia elétrica. A Distribuição Roraima detém concessão pelo Contrato 21/2001 – ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista, válida até o ano de 2015. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 41.725 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 294.931) e prejuízos acumulados de R\$ 715.355 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 590.033) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização para todo os 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\$ 39.422 (31 de dezembro de 2011 – positivo em R\$ 9.359) e prejuízos acumulados de R\$ 306.761 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 256.260) e depende do suporte financeiro da Companhia.

II – Empresas de Geração e Transmissão:

a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de

exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia é fornecida exclusivamente para a controlada FURNAS, mediante contrato de compra e venda de energia elétrica.

b) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém o controle acionário das subsidiárias integrais Artemis, RS Energia e Porto Velho Transmissora e o controle da Uirapuru.

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

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

d) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. O sistema de transmissão da Chesf é composto por 18.723 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.122 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 12.792 km de circuitos de transmissão em 230 kV, 809 km de circuitos de transmissão em tensões inferiores, 100 subestações com tensão maior que 69 kV e 762 transformadores efetivamente em operação em todos os níveis de tensão, totalizando uma capacidade de transformação de 44.181 MVA, além de 5.683 km de cabos de fibra óptica.

e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.694,00 MW e 7 usinas termelétricas, com capacidade de 600,33 MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.294,33 MW. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.192,13 km de linhas de transmissão, 43 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 695,89 Km de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.888,02 km de linhas de transmissão e 53 subestações.

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

f) Furnas Centrais Elétricas S.A. – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso e Tocantins, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. Atua, também, como agente de comercialização de energia, gerada pelas Usinas de Angra I e Angra II. O sistema de produção de energia elétrica de FURNAS é composto por 8 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.662 MW, e 2 usinas termelétricas com 796 MW de capacidade, totalizando 9.458 MW.

III - Demais Empresas

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

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

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

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

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

e) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista - 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. – sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A., 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, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida

apresentava em 30 de junho de 2012 (última informação publicada) capital circulante líquido negativo de R\$ 1.686.894 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 1.191.873).

Conforme comunicado ao mercado em Fato Relevante publicado em 28 de fevereiro de 2012, a investida, nos termos da Instrução CVM 358/2002, informou que ajuizou, perante a Comarca da Capital do Estado do Pará, pedido de recuperação judicial, nos termos dos artigos 47 e seguintes da Lei 11.101/2005, com o objetivo de viabilizar a superação de sua situação de crise econômico-financeira, a fim de permitir a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores, promovendo, assim, a preservação da empresa, sua função social e o estímulo à atividade econômica. O pedido de recuperação judicial foi deferido em 29 de fevereiro de 2012.

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do pedido, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, estão sujeitos à recuperação judicial, nos termos do artigo 49 da Lei 11.101/2005, e deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial. Em 01 de setembro de 2012 a CELPA divulgou ao mercado que, em assembleia geral de credores, foi aprovado o plano de recuperação judicial da Companhia.

Por meio de anuncio de Fato Relevante publicado em 01 de novembro de 2012 a CELPA informou aos acionistas e ao público em geral que nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre Equatorial Energia S.A. e seus controladores, Rede Energia S.A. e QMRA Participações S.A., com a interveniência da Companhia e Jorge Queiroz de Moraes Junior, que após a aprovação pela ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, foi concluída a venda, pelo valor total de R\$ 1,00 (um real), de 39.179.397 (trinta e nove milhões, cento e setenta e nove mil, trezentas e noventa e sete) ações de emissão da Companhia detidas por seus controladores, correspondentes a 65,18% (sessenta e cinco inteiros e dezesseis centésimos por cento) do capital votante e 61,37% (sessenta e um inteiros e trinta e sete centésimos por cento) do capital social total da Companhia.

g) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - 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.

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. - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Rede Energia S.A., sob intervenção federal, atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997,

o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 7 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027 (vide nota 2). A investida apresentava em 31 de dezembro de 2012 capital circulante líquido negativo de R\$ 438.922 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 82.136).

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% 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.

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 2012, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 1.166.329 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 1.279.002).

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 curto prazo.

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

IV – 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 – Artemis Transmissora de Energia

Parceiro – Eletrosul 100%

Objeto- LT 525 Km – Salto Santiago /Cascavel – em operação

3 – Empresa Transmissora do Alto Uruguai – ETAU

Parceiros – 1 – Eletrosul 24,4%; 2 – Terna Participações 52,6%; 3 – DME Energética 10%; 4 – CEEE-GT 10%

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

4 – Enerpeixe S.A.

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

Objeto – UHE Peixe Angical 452 MW – em operação

5 - 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

6 - Uirapuru Transmissora de Energia

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

Objeto – LT 525KV, Ivaíorã/Londrina

7 - Energia Sustentável do Brasil

Parceiros – 1 – Chesf 20%; 2 – Eletrosul 20%; 3 – Energy South America Participações LTDA 10,1%; 4 – Camargo Correa Investimentos em Infraestrutura S.A. 9,9%

Objeto – UHE Jirau, com 3.300 MW – entrada em operação prevista para 2013

8 - Norte Brasil Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul – 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Andrade Gutierrez Participações 25,5%; Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. – 25,5%

Objeto – LT Porto Velho/Araraquara, trecho 02, 600KV

9 – 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

10 - Porto Velho Transmissora de Energia

Parceiro – Eletrosul 100%

Objeto – LT Porto Velho (RO), Subestação Coletora Porto Velho (RO), em 500/230 KV, e duas estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back, em 400 MW

11 - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – Bimetal 24,50%; 3 – Alubar 13,25%; 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

12 - Intesa - Integracão 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

13 – 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

14 – Amapari Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – MPX Energia 51%

Objeto – UTE Serra do Navio 23,33MW

15 - 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

16 - 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.

17 – Transleste

Parceiros – 1 - Furnas 24%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 25%; 4 – Orteng 10%

Objeto LT Montes Claros/Irapé, 345 KV – em operação

18 – Transudeste

Parceiros – 1 – Furnas 25%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24%; 4 – Orteng 10%

Objeto - LT Itutinga/ Juiz de Fora, 345 kV – em operação

19 – Transirapé

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24,50%; 4 – Orteng 10%

Objeto - LT Irapé / Araçuaí, 230 KV – em operação

20 – Chapecoense

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 - CPFL 51% (Consócio Chapecoense 40% e CEEE-GT 9%)

Objeto – UHE Foz do Chapecó, Rio Uruguai, 855MW – em operação

21 - 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

22 - Retiro Baixo

Parceiros – 1 - Furnas 49%; 2 – Orteng 25,5%; 3 – Logos 15,5%; 3 – Arcadis Logos 10%

Objeto - UHE Retiro Baixo, 82 MW – em operação

23 - Baguari Energia

Parceiros – 1 – Furnas 30,61%; 2- Cemig 69,39%

Objeto - UHE Baguari, 140 MW – em operação

24 - Centroeste de Minas

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

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

25 – 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

26 - 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

27 - 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

28 – Transenergia

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Delta 25,5%; 3 – J. Malucelli 25,5%

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

29 - Norte Energia S.A.

Parceiros – 1 – Eletrobras 15,00%; 2 – Chesf 15%; 3 - Eletronorte 19,98%; 4 - Petros

10%; 5 - Bolzano 10%; 6 - Outros 30,02%

Objeto – UHE Belo Monte, no rio Xingu

30 - 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.

31 - 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.

32 - 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.

33 - 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.

34 - 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 Luís 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.

35 - Rio Branco Transmissora de Energia S.A

Parceiros: 1 - Eletronorte: 100%.

Objeto: Construção, operação e manutenção das linhas de transmissão entre Porto Velho – Abunã e Abunã – Rio Branco, circuito 2, com 230 kV e extensão de 487 Km, nos Estados de Rondônia e Acre- em operação.

36 - Cerro I, II e III

Parceiros: 1 - Eletrosul: 100%.

Objeto: Geração eólica, com capacidade instalada de 30MW cada, em operação.

37 - Chuí

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

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

38 - Livramento

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

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

39 - Santa Vitória do Palmar

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

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

40 - 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.

41 - TSLE

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

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

42 - Marumbi

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

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

43 - RS Energia

Parceiros: 1 - Eletrosul: 100%.

Objeto: LT 525 Kv Campos Novos(SC) - Nova Santa Rita(RS). LT 230 Kv Monte Claro – Garibaldi (RS). Em operação.

44 - Costa Oeste

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

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

45 - 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.

46 - 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.

47 - 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.

48 - 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.

49 - Transporte

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimento S.A.: 51%
Objeto: LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV.

50 - 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.

51 - 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.

52 - 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.

53 - 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.

54 - 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.

55 - 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.

56 - Goiás Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - J. Malucelli Energia: 25,5%.
Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das linhas de transmissão Rio Verde Norte – Trindade; Trindade- Xavantes; Trindade- Região Centro Oeste.

57 - 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.

58 - MGE Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - J. Malucelli Energia: 25,5%.
Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Mesquita – Viana 2- Viana 2- Viana e da SE Viana 2.

15.6 – Ações em garantia

Tendo em vista a Companhia ter diversas ações no âmbito do judiciário, onde figura como ré (vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,02% (5,25% em 2010) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

| 31/12/2012 | | | |
|---------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|
| PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS | VALOR DO INVESTIMENTO | PERCENTUAL DE BLOQUEIO | INVESTIMENTO BLOQUEADO |
| CTEEP | 739.735 | 90,59% | 670.126 |
| EMAE | 252.316 | 100,00% | 252.316 |
| CESP | 124.380 | 95,88% | 119.256 |
| AES TIETE | 713.398 | 88,94% | 634.496 |
| COELCE | 232.140 | 86,56% | 200.940 |
| CGEEP | 30.201 | 62,35% | 18.830 |
| CEMAT | 420.787 | 86,66% | 364.654 |
| CELPA | 94.673 | 5,31% | 5.027 |
| CELPE | 24.159 | 70,41% | 17.010 |
| CEE - GT | 738.009 | 100,00% | 738.009 |
| CEE - D | 343.875 | 99,13% | 340.883 |
| CEMAR | 411.463 | 57,62% | 237.085 |
| SUBTOTAL | 4.125.135 | | 3.598.632 |
| Outros Investimentos | 46.141.776 | | - |
| TOTAL | 50.266.911 | 7,16% | 3.598.632 |

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo immobilizado referem-se à infraestrutura para geração de energia elétrica.

| | CONSOLIDADO | | | |
|---------------|-------------------|-----------------------|--|-------------------|
| | 31/12/2012 | | | |
| | Valor bruto | Depreciação acumulada | (-) Obrigações vinculadas à Concessão / Impairment | Valor líquido |
| Em serviço | | | | |
| Geração | 44.954.872 | (17.166.530) | (2.374.456) | 25.413.886 |
| Administração | 2.012.186 | (1.093.267) | - | 918.919 |
| | 46.967.058 | (18.259.797) | (2.374.456) | 26.332.805 |
| Em curso | | | | |
| Geração | 19.196.699 | - | - | 19.196.699 |
| Administração | 1.877.598 | - | - | 1.877.598 |
| | 21.074.297 | - | - | 21.074.297 |
| | 68.041.355 | (18.259.797) | (2.374.456) | 47.407.102 |

| CONSOLIDADO | | | | |
|-------------------|-------------------|-----------------------|--|-------------------|
| 31/12/2011 | | | | |
| | Valor bruto | Depreciação acumulada | (-) Obrigações vinculadas à Concessão / Impairment | Valor líquido |
| Em serviço | | | | |
| Geração | 59.688.026 | (24.385.487) | (349.052) | 34.953.487 |
| Administração | 2.272.380 | (1.353.630) | (32.712) | 886.038 |
| | 61.960.406 | (25.739.117) | (381.764) | 35.839.525 |
| Em curso | | | | |
| Geração | 16.906.190 | - | - | 16.906.190 |
| Administração | 469.146 | - | - | 469.146 |
| | 17.375.336 | - | - | 17.375.336 |
| | 79.335.742 | (25.739.117) | (381.764) | 53.214.861 |

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

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

Movimentação do Imobilizado

| CONSOLIDADO | | | | | | |
|---|---------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------|--------------------|-----------------------------|
| | Saldo em 31/12/2011 | Adições | Transferência curso/serviço | Baixas | Depreciação | Efeitos da Lei nº 12.783/13 |
| Geração / Comercialização | | | | | | |
| Em serviço | 58.958.508 | 557.498 | 4.934.490 | (156.493) | - | (20.457.903) |
| Depreciação acumulada | (24.185.487) | (94.027) | (323.001) | 78.576 | (1.586.847) | 8.944.256 |
| Em curso | 16.906.190 | 7.375.893 | (4.439.013) | (206.722) | - | (439.649) |
| Arrendamento Mercantil | 1.165.388 | - | - | - | (46.616) | - |
| Provisão p/ ajustes valor recuperação ativos - impairment | (836.208) | - | - | (846.511) | - | (400.135) |
| | 52.008.391 | 7.839.364 | 172.476 | (1.131.149) | (1.633.463) | (12.353.431) |
| | | | | | | 44.902.188 |
| Administração | | | | | | |
| Em serviço | 2.272.380 | 8.094 | (209.789) | (58.499) | - | - |
| Depreciação acumulada | (1.353.630) | (9.366) | 260.911 | 36.364 | (27.546) | - |
| Em curso | 469.145 | 2.548.125 | (334.125) | (87.054) | - | (718.493) |
| | 1.387.895 | 2.546.853 | (283.003) | (109.189) | (27.546) | (718.493) |
| | | | | | | 2.796.516 |
| (-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão | | | | | | |
| Reintegração Acumulada | 14.053 | - | - | - | 2.824 | - |
| Contribuições do Consumidor | (147.894) | - | - | - | - | (147.894) |
| Participação da União Federal | (47.584) | - | - | - | 24 | - |
| Doações e Subvenções p/ investimentos | - | 19 | - | - | - | 19 |
| Outros | - | - | - | - | - | - |
| | (181.425) | 19 | - | - | 2.848 | (113.044) |
| | | | | | | (113.044) |
| TOTAL | 53.214.861 | 10.386.236 | (110.527) | (1.240.339) | (1.658.161) | (13.184.968) |
| | | | | | | 47.407.102 |

Efeitos da Lei 12.783/2013 na mutação do imobilizado de 2012

Geração

| | |
|---|---------------------|
| Reclassificação para indenizações a receber (projeto básico) | (5.954.768) |
| Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis | (2.825.060) |
| Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas | (1.802.402) |
| Reclassificação para ativo financeiro (modernizações e melhorias) | (1.483.540) |
| Parcela não recuperável de ativos - impairment | (1.119.198) |
| Efeito total no imobilizado | (13.184.968) |

Taxa média de depreciação e Depreciação acumulada:

| | CONSOLIDADO | | | |
|-----------------|---------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------|
| | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
| | Taxa média de depreciação | Depreciação acumulada | Taxa média de depreciação | Depreciação acumulada |
| Geração | | | | |
| Hidráulica | 2,39% | 11.728.578 | 2,44% | 19.856.370 |
| Nuclear | 3,32% | 3.080.265 | 3,30% | 2.501.816 |
| Térmica | 2,61% | 2.245.169 | 5,77% | 2.027.301 |
| Eólica | 2,29% | 21.749 | - | - |
| Comercialização | 7,85% | 54.170 | - | - |
| | | 17.129.931 | | 24.385.487 |
| Administração | 6,92% | 1.129.866 | 7,46% | 1.353.630 |
| | | 1.129.866 | | 1.353.630 |
| Total | | 18.259.797 | | 25.739.117 |

NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO

| | CONSOLIDADO | |
|--|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Concessões de Transmissão | | |
| Ativo Financeiro Receita Anual Permitida | 8.526.270 | 9.276.285 |
| Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis | 11.098.119 | 17.273.525 |
| | 19.624.389 | 26.549.810 |
| Concessões de Distribuição | | |
| Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis | 4.595.947 | 3.025.366 |
| | 4.595.947 | 3.025.366 |
| Concessões de Geração | | |
| Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis | 1.483.540 | - |
| | 1.483.540 | - |
| Ativo Financeiro Itaipu (item I) | 19.657.434 | 18.592.152 |
| | 19.657.434 | 18.592.152 |
| Total do ativo financeiro | 45.361.310 | 48.167.328 |
| Ativo Financeiro – Circulante | 579.295 | 2.017.949 |
| Passivo Financeiro – Circulante | (52.862) | - |
| Ativo Financeiro – Não Circulante | 44.834.877 | 46.149.379 |
| Total do ativo financeiro | 45.361.310 | 48.167.328 |

Impactos da Lei 12.783/2013 no ativo financeiro

Geração

| | |
|--|-----------|
| Reclassificação do imobilizado para o ativo financeiro (modernizações e melhorias) | 1.483.540 |
| Efeito no ativo financeiro | 1.483.540 |

Transmissão

| | |
|---|-------------|
| Reclassificação para indenizações a receber | (8.133.025) |
| Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis | (331.602) |
| Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas | (1.242.395) |
| Parcela não recuperável de ativos - impairment | (41.511) |
| Efeito no ativo financeiro | (9.748.533) |

Distribuição

| | |
|---|-------------|
| Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis | 359.182 |
| Efeito no ativo financeiro | 359.182 |
| Efeito total no ativo financeiro | (7.905.811) |

I – Ativo Financeiro de Itaipu

| | CONSOLIDADO | |
|---|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Contas a Receber | 1.459.221 | 2.278.404 |
| Direito de Ressarcimento | 849.724 | 611.508 |
| Fornecedores de Energia - Itaipu | (734.252) | (586.994) |
| Obrigações de ressarcimento | (1.627.555) | (1.404.965) |
| Total ativo (passivo) circulante | <u>(52.862)</u> | <u>897.953</u> |
| Contas a Receber | 894.847 | 139.563 |
| Direito de Ressarcimento | 4.919.758 | 3.936.511 |
| Obrigações de ressarcimento | (2.999.085) | (2.352.065) |
| | <u>2.815.520</u> | <u>1.724.009</u> |
| Imobilizado Itaipu | | |
| Geração | | |
| Em serviço | 15.753.106 | 14.931.693 |
| Em curso | <u>56.756</u> | <u>50.557</u> |
| | <u>15.809.862</u> | <u>14.982.250</u> |
| Administração | | |
| Em serviço | 862.196 | 797.093 |
| Em curso | <u>222.718</u> | <u>190.847</u> |
| | <u>1.084.914</u> | <u>987.940</u> |
| Total ativo não circulante | <u>19.710.296</u> | <u>17.694.198</u> |
| Total do ativo financeiro de Itaipu consolidado | <u>19.657.434</u> | <u>18.592.152</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 aos consumidores, homologado pela portaria MME/MF 398/2008.

O saldo decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 4.919.758 em 31 de dezembro de 2012, equivalentes a US\$ 2,407,516 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 3.936.511, equivalentes a US\$ 2,098,577), dos quais R\$ 2.999.085, equivalente a US\$ 1.467,621, 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 2012 o equivalente a 83.847 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\$ 24.88/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 2012, a atividade foi superavitária em R\$ 280.029 (R\$ 638.977 em 31 de dezembro de 2011), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

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

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 25.703.876 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 29.575.176) 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

| | CONTROLOADORA | | | | | |
|---|------------------------|-----------|-----------|--------------|-----------------------------------|------------------------|
| | SALDO EM 31/12/2011 | ADIÇÕES | BAIXAS | AMORTIZAÇÕES | TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVICO | SALDO EM 31/12/2012 |
| Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) | 48.150 | - | (46.299) | (1.851) | - | - |
| Administração | | | | | | |
| Em serviço | 61.114 | - | (61.114) | - | - | - |
| Amortização acumulada | (12.964) | - | 14.815 | (1.851) | - | - |
| Total | 48.150 | - | (46.299) | (1.851) | - | - |
| <hr/> | | | | | | |
| | CONSOLIDADO | | | | | |
| | SALDO EM 31/12/2011 | ADIÇÕES | BAIXAS | AMORTIZAÇÕES | TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVICO | SALDO EM 31/12/2012 |
| Vinculados à Concessão - Geração | | | | | | |
| Em serviço | 1.172.736 | 63.766 | (845) | (45.896) | (13.665) | 1.176.096 |
| Ativo Intangível | 944.973 | 15.242 | (844) | (45.896) | 94.448 | 1.007.923 |
| Amortização acumulada | 1.020.331 | 15.226 | - | - | 94.448 | 1.130.005 |
| Obrigações especiais | (75.358) | (34) | (844) | (45.896) | - | (122.132) |
| Impairment | - | 50 | - | - | - | 50 |
| Em curso | 227.763 | 48.524 | (1) | - | (108.113) | 168.173 |
| Ativo Intangível | 227.763 | 48.524 | (1) | - | (108.113) | 168.173 |
| Obrigações especiais | - | - | - | - | - | - |
| Impairment | - | - | - | - | - | - |
| Vinculados à Concessão - Distribuição | 794.148 | 52.714 | 17.851 | (101.149) | 518 | 764.082 |
| Em serviço | 689.369 | (41.523) | 18.742 | (101.149) | 78.742 | 644.181 |
| Ativo Intangível | 2.076.075 | 93.539 | (105.114) | - | 152.312 | 2.216.812 |
| Amortização acumulada | (931.659) | (112.232) | 81.767 | (152.749) | - | (1.114.873) |
| Obrigações especiais | (455.047) | (307) | 19.868 | 51.600 | (73.570) | (457.456) |
| Impairment | - | (22.523) | 22.221 | - | - | (302) |
| Em curso | 104.779 | 94.237 | (891) | - | (78.224) | 119.901 |
| Ativo Intangível | 209.476 | 115.297 | (5.611) | - | (149.518) | 169.644 |
| Obrigações especiais | (104.697) | (3.870) | 4.720 | - | 69.225 | (34.622) |
| Impairment | - | - | - | - | 2.069 | 2.069 |
| Contrato de concessão oneroso | - | (17.190) | - | - | - | (17.190) |
| Vinculados à Concessão - Transmissão | - | 745 | - | (34) | - | 711 |
| Em serviço | - | 689 | - | (34) | - | 655 |
| Ativo Intangível | - | 689 | - | - | - | 689 |
| Amortização acumulada | - | - | - | (34) | - | (34) |
| Obrigações especiais | - | - | - | - | - | - |
| Impairment | - | - | - | - | - | - |
| Em curso | - | 56 | - | - | - | 56 |
| Ativo Intangível | - | 56 | - | - | - | 56 |
| Obrigações especiais | - | - | - | - | - | - |
| Impairment | - | - | - | - | - | - |
| Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis) | 404.483 | 27.543 | (52.446) | (19.927) | 198 | 359.852 |
| Administração | | | | | | |
| Em serviço | 499.380 | 15.804 | (67.655) | (9.037) | 26.894 | 465.386 |
| Amortização acumulada | (193.930) | (13.039) | 17.318 | (10.890) | (16) | (200.557) |
| Em curso | 99.033 | 24.754 | (2.109) | - | (12.845) | 108.833 |
| Outros | - | 24 | - | - | (13.835) | (13.810) |
| Total | 2.371.367 | 144.768 | (35.440) | (167.006) | (12.949) | 2.300.740 |

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

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

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

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- a) Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- b) Taxa de desconto (após os impostos) específica para cada segmento (4,98% para geração, 4,73% para transmissão e 4,61% distribuição) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- c) A taxa de crescimento não inclui inflação.
- d) A Companhia passou a tratar como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos, deixando de serem consideradas de forma integrada, em função das alterações introduzidas pela Lei 12.783/2013.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2012:

- a) Eletrosul – a Companhia reconheceu em 2012 *impairment* no montante de R\$ 149.672 (R\$ 107.664 em 2011). Os valores provisionados referem-se a: R\$ 44.377 da UGC João Borges; R\$ 44.329 da UGC Rio Chapéu; descontinuidade dos projetos das PCHs Pinheiro (R\$ 3.829) e PCH Itararé (R\$ 4.256); *impairment* do ativo financeiro nas UGC linha de transmissão Presidente Médice - Santa Cruz (R\$ 27.117) e subestação Missões (R\$ 4.998); e outros ativos no montante de R\$ 20.766.
- b) Amazonas Energia (segmento de distribuição) – No ano de 2010 a ANEEL determinou uma nova metodologia de reajuste tarifário que inclui, entre outros fatores, a redução na remuneração dos ativos (WACC regulatório). Esses fatores levaram a necessidade de se reconhecer *impairment* sobre os ativos de distribuição no valor de R\$ 573.209 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 573.731), sendo R\$ 522 registrado como reversão neste exercício (2011 – provisão de R\$ 69.546). Além disso, em 2012 foi reconhecida perda de R\$ 92.528 sobre créditos tributários.
- c) Furnas – A Companhia reconheceu *impairment* sobre as UHE Batalha e UHE Simplicio, no montante de R\$ 1.028.266 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 693.335), sobre a recuperação de ativos, sendo de R\$ 334.931 neste exercício (2011 – R\$ 349.444), tendo em vista um aumento na estrutura de custos impostas pelo atraso nas obras de construção das usinas hidrelétricas.

d) Eletronorte – Foi reconhecida em 2012 provisão de R\$ 482.334 composta por: R\$ 344.104 sobre ativo imobilizado de geração da UHE Samuel; R\$ 64.103, equivalente ao total dos ativos das UTEs Floresta, Rio Acre, Rio Branco e Rio Madeira; R\$ 27.389 referente a ativo imobilizado da UTE Balbina; R\$ 28.168 referente a ativos imobilizados de RBSE; R\$ 6.503 sobre outros ativos imobilizados de geração e R\$ 12.067 sobre outros ativos imobilizados de transmissão.

| | <u>Consolidado</u> |
|---------------------------------|--------------------|
| Saldo em 31 de dezembro de 2010 | 989.525 |
| (+) Constituições | 460.661 |
| (-) Reversões | (27.474) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2011 | 1.422.712 |
| (+) Constituições | 1.059.462 |
| (-) Reversões | (522) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2012 | <u>2.481.652</u> |

As perdas por impairment por segmento são como seguem:

| | 31/12/2012 | | | |
|----------------------|------------------|---------------|----------------|------------------|
| | Geração | Transmissão | Distribuição | Total |
| Imobilizado | 1.727.701 | 40.235 | - | 1.767.936 |
| Intangível | 1.740 | 32.115 | 587.333 | 621.188 |
| Créditos Tributários | - | - | 92.528 | 92.528 |
| Total | <u>1.729.441</u> | <u>72.350</u> | <u>679.861</u> | <u>2.481.652</u> |

NOTA 20 – FORNECEDORES

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|-------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| CIRCULANTE | | | | |
| Bens, Materiais e Serviços | 43.450 | 68.544 | 5.479.412 | 4.740.332 |
| Energia Comprada para Revenda | 424.354 | 316.132 | 1.841.910 | 1.544.536 |
| CCEE - Energia de curto prazo | - | - | 169.480 | 53.234 |
| | <u>467.804</u> | <u>384.676</u> | <u>7.490.802</u> | <u>6.338.102</u> |

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|--------------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| CIRCULANTE | | | | |
| Venda antecipada de energia - ALBRAS | - | - | 45.583 | 44.098 |
| Adiantamentos de clientes - PROINFA | 424.309 | 368.943 | 424.309 | 368.943 |
| | <u>424.309</u> | <u>368.943</u> | <u>469.892</u> | <u>413.041</u> |
| NÃO CIRCULANTE | | | | |
| Venda antecipada de energia - ALBRAS | - | - | 830.234 | 879.452 |
| | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>830.234</u> | <u>879.452</u> |
| TOTAL | 424.309 | 368.943 | 1.300.126 | 1.292.493 |

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) |
|---------|-------------------|------------|---|
| | Início | Final | |
| Albrás | 01/07/2004 | 31/12/2024 | 750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007 |
| Alcoa | 01/07/2004 | 01/01/2024 | de 304 a 328 |
| BHP | 01/07/2004 | 02/01/2024 | de 353,08 a 492 |

II - PROINFA

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

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

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



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

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

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

I - Contratos obtidos pela Companhia – Instituições Financeiras e Bônus

a) A Companhia possui empréstimos celebrados com agências multilaterais, tais como BID, BIRD, KFW e EXIMBANK/JBIC, nos quais há garantia da União. Tais contratos seguem ao padrão de cláusulas aplicáveis aos contratos com agências multilaterais, que são as usualmente acordadas em negociações com esse tipo de organismo. Em 2011 foi celebrado contrato com o BIRD no valor de US\$ 495,000 destinados a investimentos nas empresas de distribuição do Sistema Eletrobras, principalmente com o objetivo de redução do nível de perdas. Desse valor só foram sacados US\$ 1,237, em maio de 2011, para pagamento de taxa do próprio empréstimo, além de US\$ 400 até dezembro de 2012 ficando o saldo restante a ser sacado.

Nos contratos tipo empréstimos na modalidade A/B *Loan*, entre a CAF e bancos comerciais, sem garantia da União, a Companhia possui cláusulas usualmente praticadas no mercado, dentre as quais, existência de garantias corporativas, alteração de controle societário, conformidades às licenças e autorizações e limitação à venda significativa de ativos. Ainda, seguindo as cláusulas usuais de mercado, há dois contratos de financiamento coordenados pelo BNP e CDB, assinados em 2007, no valor de US\$ 149,000 e de US\$ 281,000, sem garantia da União, mas que se tornaram efetivos somente em 2008. Os recursos desses dois contratos foram destinados ao financiamento da Usina Termelétrica de Candiota II, Fase C, da CGTEE.

Em 1º de novembro de 2012, houve a assinatura da segunda tranche do contrato de financiamento celebrado junto ao KfW, no valor de EUR 45,900, com garantia da União, contando com 5 anos de carência e prazo total de 30 anos e taxa de juros média de 2,93% ao ano. Os recursos serão destinados ao projeto do Complexo de São Bernardo, pertencente à Eletrosul, que visa à implantação de 4 PCHs no estado de Santa Catarina. O contrato de empréstimo relativo a Tranche 1 foi assinado em 12 de dezembro de 2008, no valor de EUR 13,294.

Foi também assinado, em 21 de dezembro de 2012, o contrato de financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 3.800.000, cujos recursos serão destinados à aquisição de máquinas e serviços importados da Usina nuclear de Angra III. Este contrato conta com garantia da União, taxa de juros de 6,5% ao ano e prazo de 25 anos de repagamento (com 5 anos de carência).

Além dos bônus emitidos em 2005, de US\$ 300,000, com o antigo Dresdner Bank AG, bem como outra emissão realizada pelo Credit Suisse em 2009, de US\$ 1,000,000, a Companhia emitiu notas no valor de US\$ 1,750,000, em operação conjunta dos bancos Santander e Credit Suisse, em outubro de 2011. Os recursos obtidos no mercado internacional, por meio das emissões citadas, foram destinados ao fundo financiador do Programa de Investimentos das empresas do Sistema Eletrobras.

Em outubro de 2012, Furnas celebrou um contrato de financiamento junto ao Banco do Brasil, no valor R\$ 750.000, com prazo total de pagamento de 6 (seis) anos, amortizados via *bullet* no último dia do contrato, contando com juros remuneratórios de 107,3% sobre a taxa média do Certificado de Depósito Interbancário – CDI. Os recursos contratados serão destinados ao programa de investimento da controlada e contam com o aval corporativo da Companhia.

Foram celebrados 2 (dois) contratos de financiamento entre a RS Energia – empresa que tem 100% do seu capital social pertencente a Eletrosul – e o BNDES, com o objetivo de financiar a construção e operacionalização de Linhas e Subestações de Transmissão localizadas no estado do Rio Grande do Sul, objeto de concessão através do leilão da Aneel nº 008/2010.

O primeiro contrato de financiamento foi assinado em 04 de abril de 2012, no valor de R\$ 41.898, a uma taxa de juros média de 1,96% ao ano acrescidos da TJLP, sendo a amortização realizada via SAC, por um período de 168 meses. O segundo contrato de financiamento foi assinado em 30/04/2012, no valor complementar de R\$ 9.413, contando com as mesmas condições de juros e prazo do financiamento anterior. Vale ressaltar que os dois contratos contam com a interveniência e fiança corporativa da Companhia.

B) Reserva Global de Reversão (RGR)

A Companhia é autorizada a sacar recursos da RGR enquanto não são utilizados para os fins a que se destinam, 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 2012, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 8.870.838 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 8.931.891), 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.

| | 31/12/2012 | | | | | | | |
|---|---------------------|-----------|------------|---------------------|-------------|---------|----------------|------------|
| | CONTROLADORA | | | | CONSOLIDADO | | | |
| | ENCARGOS CIRCULANTE | PRINCIPAL | | ENCARGOS CIRCULANTE | PRINCIPAL | | NÃO CIRCULANTE | |
| | Tx. Média | Valor | CIRCULANTE | CIRCULANTE | Tx. Média | Valor | CIRCULANTE | CIRCULANTE |
| Moeda Estrangeira | | | | | | | | |
| Instituições financeiras | | | | | | | | |
| Banco Interamericano de Desenvolvimento | 4,40% | 2.124 | 38.021 | 171.097 | 4,40% | 2.194 | 38.021 | 301.977 |
| Corporación Andino de Fomento - CAF | 2,51% | 12.978 | 330.237 | 1.862.530 | 2,51% | 12.978 | 330.237 | 1.862.530 |
| Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW | 3,86% | 2 | - | 35.832 | 3,86% | 2 | - | 35.832 |
| 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 | 30.502 | 33.970 |
| | | 16.926 | 493.158 | 2.909.038 | | 17.522 | 521.596 | 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 | | - | - | - | | 5.579 | 475.031 | 8.849.631 |
| CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY | | - | - | - | | - | 2.400 | 44.787 |
| LLOYDS | | - | - | - | | - | 38 | 991 |
| | | - | - | - | | 5.579 | 477.469 | 8.895.409 |
| | | 132.719 | 493.158 | 9.141.713 | | 138.894 | 999.316 | 18.192.355 |
| Moeda Nacional | | | | | | | | |
| Reserva Global de Reversão | | - | - | 8.870.838 | | - | - | 8.870.838 |
| Outras Instituições Financeiras | | - | - | - | | 49.830 | 1.868.668 | 3.871.825 |
| Banco do Brasil | | - | - | - | | 9.253 | 21.220 | 1.253.141 |
| Caixa Econômica Federal | | - | - | - | | 24.307 | 321.606 | 1.089.597 |
| BNDES | | - | - | - | | 84.282 | 929.800 | 11.926.269 |
| | | - | - | 8.870.838 | | 167.672 | 3.141.293 | 27.011.670 |
| | | 132.719 | 493.158 | 18.012.551 | | 306.566 | 4.140.609 | 45.204.025 |

| | 31/12/2011 | | | | | | | |
|---|---------------------|-----------|------------|---------------------|-------------|---------|------------|------------|
| | CONTROLADORA | | | | CONSOLIDADO | | | |
| | ENCARGOS CIRCULANTE | PRINCIPAL | | ENCARGOS CIRCULANTE | PRINCIPAL | | NÃO | |
| | Tx. Média | Valor | CIRCULANTE | CIRCULANTE | Tx. Média | Valor | CIRCULANTE | CIRCULANTE |
| Moeda Estrangeira | | | | | | | | |
| Instituições financeiras | | | | | | | | |
| Banco Interamericano de Desenvolvimento | 4,40% | 2.400 | 34.901 | 191.957 | 4,40% | 2.400 | 34.901 | 191.957 |
| Corporación Andino de Fomento - CAF | 2,40% | 11.763 | 165.997 | 2.012.817 | 2,40% | 11.763 | 165.997 | 2.012.817 |
| Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW | 3,87% | 39 | 23.116 | 32.631 | 3,87% | 39 | 23.116 | 32.631 |
| Dresdner Bank | 6,25% | 41 | 23.385 | - | 6,25% | 41 | 23.386 | - |
| Eximbank | 2,15% | 1.635 | 53.362 | 293.487 | 2,15% | 1.635 | 53.362 | 293.487 |
| BNP Paribas | 1,82% | 269 | 64.962 | 611.709 | 1,82% | 269 | 64.962 | 611.709 |
| Outras | | 166 | 1.897 | 10.476 | | 1.244 | 12.088 | 17.367 |
| | | 16.313 | 367.620 | 3.153.077 | | 17.391 | 377.812 | 3.159.968 |
| Bônus | | | | | | | | |
| Vencimento 30/11/2015 | 7,75% | 4.292 | - | 562.740 | 7,75% | 4.292 | - | 562.740 |
| Vencimento 27/10/2021 | 5,75% | 36.845 | - | 3.282.650 | 5,75% | 36.845 | - | 3.282.650 |
| Vencimento 30/07/2019 | 6,87% | 63.050 | - | 1.875.800 | 6,87% | 63.050 | - | 1.875.800 |
| | | 104.187 | - | 5.721.190 | | 104.187 | - | 5.721.190 |
| Outros | | | | | | | | |
| Tesouro Nacional - ITAIPU | | - | - | - | | 3.922 | 416.325 | 8.561.657 |
| CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY | | - | - | - | | 389 | 566 | 26.860 |
| | | - | - | - | | 4.311 | 416.891 | 8.588.517 |
| | | 120.500 | 367.620 | 8.874.267 | | 125.889 | 794.703 | 17.469.675 |
| Moeda Nacional | | | | | | | | |
| Reserva Global de Reversão | | - | - | 8.931.891 | | - | - | 8.946.901 |
| Outras Instituições Financeiras | | - | - | - | | 52.040 | 1.075.795 | 3.084.264 |
| Banco do Brasil | | - | - | - | | 17.369 | 460.428 | 386.771 |
| Caixa Econômica Federal | | - | - | - | | 9.882 | 191.972 | 183.797 |
| BNDES | | - | - | - | | 49.127 | 1.228.122 | 8.336.944 |
| | | - | - | 8.931.891 | | 128.418 | 2.956.317 | 20.938.677 |
| | | 120.500 | 367.620 | 17.806.158 | | 254.307 | 3.751.020 | 38.408.352 |

- a) As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras.
- b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos correspondentes na controladora a R\$ 9.767.590, equivalentes a US\$ 4.779.834 e no consolidado a R\$ 19.300.565, equivalentes a US\$ 9.459.538. A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

| | US\$ | EURO | YEN |
|--------------|--------|-------|-------|
| Controladora | 96,69% | 0,37% | 2,95% |
| Consolidado | 98,33% | 0,19% | 1,49% |

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média anual em 2012 é de 5,04% e em 2011 foi de R\$ 4,97%.

d) A parcela longo prazo dos empréstimos e financiamentos expressa em milhares de dólares norte-americanos, tem seu vencimento assim programado:

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | Após 2018 | Total |
|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|------------|
| Controladora | 149,102 | 332,576 | 144,007 | 143,830 | 80,819 | 7,964,224 | 8,814,599 |
| Consolidado | 374,184 | 834,628 | 361,399 | 360,955 | 202,823 | 19,986,895 | 22,120,883 |

II – Operação de arrendamento financeiro:

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

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

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

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

| | CONSOLIDADO | |
|---|-------------|-------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Menos de um ano | 298.231 | 283.831 |
| Mais de um ano e menos de cinco anos | 1.491.157 | 1.419.154 |
| Mais de cinco anos | 1.913.652 | 2.105.079 |
| Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros | 299.932 | 202.636 |
| Obrigações brutas de arrendamento financeiro - pagamentos mínimos de arrendamento | 4.002.972 | 4.010.700 |
| Ajuste a valor presente | (1.979.939) | (2.092.159) |
| Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros | 2.023.033 | 1.918.541 |
| | | |
| Menos de um ano | 162.929 | 142.997 |
| Mais de um ano e menos de cinco anos | 814.644 | 714.984 |
| Mais de cinco anos | 1.045.460 | 1.060.560 |
| Valor presente dos pagamentos | 2.023.033 | 1.918.541 |

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 da Controlada | Valor do Financiamento (*) | Saldo Devedor em 31/12/2012 | Saldo Garantidor Eletrobras | Projeção de Saldo Devedor | | | A liberar após 2015 | Término da Garantia |
|---------------|---|-------------------|------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|-------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| | | | | | | | | 2013 | 2014 | 2015 | | |
| Norte Energia | Notas Próprias SPE | SPE | 15,00% | 150.000 | 154.271 | 1.543 | 109.841 | 109.841 | 109.841 | 109.841 | 30/09/2019 | |
| Eletrobras | Norte Energia Fiel Cumprimento | SPE | 15,00% | 150.915 | 160.115 | 1.19 | 109.841 | 109.841 | 109.841 | 109.841 | 30/09/2019 | |
| Eletrobras | Norte Energia BNDES | SPE | 15,00% | 3.375.000 | 470.966 | 4.710 | 513.353 | 559.555 | 609.915 | 664.807 | 15/01/2042 | |
| Eletrosul | ESBR BNDES | SPE | 20,00% | 1.909.000 | 1.665.125 | 16.651 | 1.759.219 | 1.671.305 | 1.453.757 | - | 15/01/2034 | |
| Eletrosul | Cerro Chato I, II e III Banco do Brasil | SPE | 100,00% | 223.419 | 210.731 | 2.107 | 182.965 | 155.191 | 127.396 | - | 15/07/2020 | |
| Eletrosul | RS Energia BNDES | SPE | 100,00% | 126.221 | 100.523 | 1.005 | 90.256 | 75.988 | 68.386 | - | 15/06/2021 | |
| Eletrosul | Artemis Trans. de Energia BNDES | SPE | 100,00% | 170.029 | 82.337 | 823 | 67.766 | 53.488 | 39.132 | - | 15/10/2018 | |
| Eletrosul | Norte Brasil Transmissora BNDES | SPE | 24,50% | 257.250 | 223.954 | 2.240 | 278.945 | 240.100 | 222.950 | - | 15/01/2029 | |
| Eletrosul | Porto Velho Trans. Energia BNDES | SPE | 100,00% | 283.411 | 304.571 | 3.046 | 311.372 | 297.557 | 267.801 | - | 15/08/2028 | |
| Eletrosul | UHE Mauá BNDES | SPE | 49,00% | 89.384 | 90.789 | 908 | 84.688 | 78.688 | 72.655 | - | 15/01/2028 | |
| Eletrosul | UHE Passo de São João BNDES/Banco do Brasil SPE | SPE | 49,00% | 89.384 | 90.789 | 908 | 84.688 | 78.688 | 72.655 | - | 15/01/2028 | |
| Eletrosul | SC Mauá BNDES/Banco do Brasil Corporativo | SPE | 100,00% | 183.150 | 177.880 | 1.779 | 131.999 | 151.120 | 188.520 | - | 15/02/2026 | |
| Eletrosul | SC Energia BNDES/BRQE Corporativo | SPE | 100,00% | 50.000 | 27.466 | 277 | 23.399 | 19.105 | 14.763 | - | 15/05/2019 | |
| Eletrosul | SC Energia BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 50.000 | 27.439 | 276 | 23.338 | 19.034 | 14.722 | - | 15/05/2019 | |
| Eletrosul | SC Energia BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 103.180 | 55.982 | 560 | 47.269 | 38.552 | 29.818 | - | 15/05/2019 | |
| Eletrosul | UHE São Domingos BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 207.000 | 222.048 | 2.220 | 214.552 | 199.793 | 184.993 | - | 15/06/2028 | |
| Eletrosul | RS Energia BNDES SPE | SPE | 100,00% | 41.898 | 31.094 | 311 | 39.653 | 36.661 | 32.995 | - | 15/03/2027 | |
| Eletrosul | RS Energia BNDES SPE | SPE | 100,00% | 9.413 | 5.099 | 51 | 9.354 | 9.144 | 8.413 | - | 15/08/2027 | |
| Eletrosul | UHE Passo de São João BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 14.750 | 14.701 | 147 | 13.621 | 12.541 | 11.456 | - | 15/07/2026 | |
| Eletrosul | UHE Teles Pires BNDES LP SPE | SPE | 24,50% | 199.758 | 188.154 | 1.882 | - | - | - | - | 15/02/2036 | |
| Eletrosul | UHE Teles Pires BNDES LP SPE | SPE | 24,50% | 199.758 | 188.154 | 1.882 | - | - | - | - | 31/05/2032 | |
| Eletromonte | UHE São Francisco I e II BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 12.653 | 11.151 | 116 | 10.646 | 9.671 | 8.695 | 8.695 | 15/01/2024 | |
| Eletromonte | Mirante II BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 47.531 | 34.878 | 349 | 31.099 | 27.320 | 23.541 | 23.541 | 15/11/2024 | |
| Eletromonte | Ribeiro Gonç./Bakas BNB Corporativo | SPE | 100,00% | 70.000 | 70.000 | 700 | 68.056 | 64.167 | 60.278 | 60.278 | 03/06/2031 | |
| Eletromonte | Lichagua/I. Tellevra BASA Corporativo | SPE | 100,00% | 25.720 | 1.896 | 19 | 1.801 | 1.681 | 1.562 | 1.562 | 10/01/2029 | |
| Eletromonte | UHE Tucurui BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 931.000 | 381.222 | 3.815 | 279.783 | 178.043 | 76.337 | 76.337 | 15/09/2016 | |
| Eletromonte | Norte Brasil Transmissora BNDES | SPE | 24,50% | 257.250 | 223.954 | 2.240 | 278.945 | 240.100 | 222.950 | - | 15/01/2029 | |
| Eletromonte | Linha Verde Transmissora BTG Pactual SPE | SPE | 49,00% | 147.000 | 155.213 | 1.552 | - | - | - | - | 10/01/2013 | |
| Eletromonte | Manaus Transmissora BASA | SPE | 30,00% | 75.000 | 83.445 | 834 | 91.911 | 101.236 | 108.600 | - | 10/07/2030 | |
| Eletromonte | Manaus Transmissora BASA | SPE | 30,00% | 45.000 | 46.689 | 467 | 49.208 | 49.840 | 48.600 | - | 15/06/2032 | |
| Eletromonte | Estação Trans. de Energia BNDES | SPE | 100,00% | 120.000 | 130.034 | 1.300 | 137.776 | 127.178 | 116.569 | - | 31/12/2026 | |
| Eletromonte | Estação Trans. de Energia BNDES | SPE | 100,00% | 505.700 | 523.255 | 5.233 | 506.921 | 472.740 | 438.572 | - | 30/07/2028 | |
| Eletromonte | Estação Trans. de Energia BASA | SPE | 100,00% | 221.789 | 222.999 | 2.226 | 232.868 | 219.625 | 200.1 | - | 30/07/2031 | |
| Eletromonte | UHE São Francisco de Orléans BASA SPE | SPE | 100,00% | 24.000 | 23.789 | 70.900 | 70.900 | 70.900 | 70.900 | - | 15/10/2030 | |
| Eletromonte | UHE Branco Transmissora BNDES | SPE | 100,00% | 138.000 | 144.531 | 1.445 | 138.907 | 128.424 | 117.940 | - | 15/03/2027 | |
| Eletromonte | Trans Matogrossense Energia BASA | SPE | 49,00% | 39.200 | 39.817 | 398 | 39.819 | 36.515 | 32.924 | - | 01/02/2025 | |
| Eletromonte | Trans Matogrossense Energia BNDES | SPE | 49,00% | 42.777 | 41.134 | 411 | 38.077 | 35.019 | 31.952 | - | 15/05/2026 | |
| Eletromonte | Norte Energia BNDES LP SPE | SPE | 19,98% | 4.495.500 | 627.327 | 6.273 | 683.786 | 745.327 | 812.400 | 885.523 | 15/01/2042 | |
| Eletromonte | Rei dos Ventos 1 Eolo Votorantim SPE | SPE | 24,50% | 30.851 | 26.329 | 263 | 32.952 | 30.893 | 28.962 | - | 15/11/2029 | |
| Eletromonte | Brasventos Missalabá 3 Votorantim SPE | SPE | 24,50% | 32.533 | 27.716 | 277 | 34.694 | 32.529 | 30.496 | - | 15/11/2029 | |
| Eletromonte | Rei dos Vents 3 Votorantim SPE | SPE | 24,50% | 30.984 | 26.448 | 264 | 33.150 | 31.079 | 29.136 | - | 15/11/2029 | |
| Eletromutech | Angria III BNDES Corporativo | SPE | 100,00% | 6.146.256 | 1.349.674 | 13.497 | 5.250.366 | 6.444.450 | 7.378.916 | - | 15/06/2036 | |
| Chesf | IE EBRB BNDES SPE | SPE | 20,00% | 1.900.000 | 1.045.345 | 16.100 | 1.700.000 | 1.681.000 | 1.681.000 | - | 15/01/2034 | |
| Chesf | Manaus Transmissora BASA | SPE | 19,50% | 48.750 | 54.250 | 542 | 59.742 | 65.804 | 70.593 | - | 10/07/2030 | |
| Chesf | Manaus Transmissora BASA | SPE | 19,50% | 29.250 | 30.348 | 303 | 31.985 | 32.396 | 31.590 | - | 15/06/2032 | |
| Chesf | Manaus Transmissora BNDES | SPE | 19,50% | 78.000 | 84.522 | 845 | 89.555 | 82.666 | 75.770 | - | 31/12/2026 | |
| Chesf | Norte Energia BNDES SPE | SPE | 15,00% | 3.375.000 | 470.966 | 4.710 | 513.353 | 559.555 | 609.915 | 664.807 | 15/01/2042 | |
| Chesf | IE Madeira BNDES LP SPE | SPE | 24,50% | 377.535 | 377.535 | 3.775 | 377.535 | 454.031 | 423.971 | - | 15/03/2030 | |
| Chesf | IE Madeira Debêntures Itaú SPE | SPE | 24,50% | 105.350 | 14.983 | 150 | - | - | - | - | 15/03/2013 | |
| Chesf | IE Madeira Bradesco - Hedge SPE | SPE | 24,50% | 3.901 | 3.901 | 39 | 3.901 | - | - | - | 30/09/2013 | |
| Chesf | IE Madeira HSBC - HEDGE SPE | SPE | 24,50% | 4.001 | 4.001 | 40 | 4.001 | - | - | - | 30/09/2013 | |
| Chesf | IE Madeira Itau BBA - NP SPE | SPE | 24,50% | 71.050 | 71.973 | 720 | - | - | - | - | 18/03/2013 | |
| Chesf | IE Madeira Itau BBA - NP SPE | SPE | 49,00% | 33.026 | 31.975 | 319 | - | - | - | - | 03/07/2013 | |
| Chesf | Edicola Pedro Branca Itau BBA SPE | SPE | 49,00% | 36.603 | 31.700 | 317 | - | - | - | - | 03/07/2013 | |
| Chesf | Edicola São Pedro do Lago Itau BBA SPE | SPE | 49,00% | 27.881 | 27.975 | 280 | - | - | - | - | 03/07/2013 | |
| TDG | BNB SPE | SPE | 49,90% | 29.940 | 38.095 | 381 | 39.293 | - | - | - | 17/05/2013 | |
| TDG | BNB SPE | SPE | 49,90% | 34.930 | 29.364 | 294 | 31.045 | 33.994 | 37.223 | - | 17/05/2031 | |
| Furnas | UHE Batalha BNDES Corporativa | SPE | 100,00% | 224.000 | 166.829 | 1.668 | 154.001 | 141.198 | 128.362 | - | 15/12/2025 | |
| Furnas | UHE Simplicio BNDES Corporativa | SPE | 100,00% | 1.034.410 | 797.138 | 7.971 | 738.456 | 679.897 | 621.201 | - | 15/07/2026 | |
| Furnas | UHE Baguari BNDES Corporativa | SPE | 15,00% | 60.152 | 51.162 | 512 | 47.295 | 43.436 | 39.567 | - | 15/07/2026 | |
| Furnas | UHE Santo Antônio BNDES SPE | SPE | 39,00% | 2.392.717 | 3.220.161 | 32.202 | 3.244.919 | 3.270.508 | 3.172.368 | 8.221 | 15/03/2034 | |
| Furnas | UHE Santo Antônio BNDES SPE | SPE | 39,00% | 196.334 | 204.000 | 3.077 | 234.199 | 244.057 | 243.841 | - | 15/12/2030 | |
| Furnas | UHE Foz do Iguaçu BNDES SPE | SPE | 40,00% | 67.051 | 70.011 | 7.014 | 70.014 | 68.024 | 61.008 | - | 15/03/2027 | |
| Furnas | Centrais de Minas BNDES SPE | SPE | 49,00% | 13.827 | 12.194 | 122 | 10.539 | 9.221 | - | - | 15/04/2023 | |
| Furnas | Serra do Facadá BNDES SPE | SPE | 49,47% | 257.357 | 274.864 | 2.749 | 268.950 | 250.294 | 231.639 | - | 15/06/2027 | |
| Furnas | Goiás Transmissão BNDES SPE | SPE | 49,00% | 97.020 | 97.608 | 976 | 98.185 | 94.593 | 91.000 | - | 01/12/2031 | |
| Furnas | MGE BNDES SPE | SPE | 49,00% | 58.359 | 56.685 | 567 | 53.303 | 49.229 | 45.155 | - | 01/01/2027 | |
| Furnas | Transenergia São Paulo BNDES SPE | SPE | 49,00% | 18.963 | 19.538 | 195 | 18.737 | 17.936 | 17.134 | - | 15/08/2026 | |
| Furnas | Transenergia Renovável BES SPE | SPE | 49,00% | 77.910 | 75.055 | 751 | 73.771 | 68.392 | 63.013 | - | 15/11/2026 | |
| Furnas | Rei dos Ventos 1 Eolo Votorantim SPE | SPE | 24,50% | 30.851 | 26.329 | 263 | 32.952 | 30.893 | 28.962 | - | 15/11/2029 | |
| Furnas | UEE Massalabá 3 Votorantim SPE | SPE | 24,50% | 32.533 | 27.716 | 277 | 34.698 | 32.529 | 30.496 | - | 15/11/2029 | |
| Furnas | UEE Rei dos Vents 3 Votorantim SPE | SPE | 24,50% | 30.984 | 26.448 | 264 | 33.150 | 31.079 | 29.136 | - | 15/11/2029 | |
| Furnas | IE Madeira BNDES SPE | SPE | 24,50% | 377.535 | 377.535 | 3.775 | 377.535 | 454.031 | 423.971 | - | 15/03/2030 | |
| Furnas | IE Madeira Debêntures Itaú SPE | SPE | 24,50% | 109.350 | 14.983 | 150 | - | - | - | - | 15/03/2013 | |
| Furnas | IE Madeira Bradesco - Hedge SPE | SPE | 24,50% | 3.901 | 3.901 | 39 | 3.901 | - | - | - | 30/09/2013 | |
| Furnas | IE Madeira HSBC - HEDGE SPE | SPE | 24,50% | 4.001 | 4.001 | 40 | 4.001 | - | - | - | 30/09/2013 | |
| Furnas | Itau BBA - NP SPE | SPE | 24,50% | 71.050 | 71.973 | 720 | - | - | - | - | 18/03/2013 | |
| Furnas | IE Madeira BASA FNO SPE | SPE | 24,5% | 65.415 | 50.363 | 504 | 50.363 | 69.190 | 72.623 | - | 10/07/2032 | |
| Furnas | UHE Teles Pires BNDES LP SPE | SPE | 24,50% | 199.758 | 188.154 | 1.882 | - | - | - | - | 15/02/2036 | |
| Furnas | UHE Teles Pires FI-FGTS SPE | SPE | 24,50% | 160.680 | 168.339 | 1.683 | - | - | - | - | 31/05/2032 | |
| Furnas | Outros | | | 349.800 | 359.761 | 3.598 | - | - | - | - | Diversas | |
| Total | | | | 34.304.163 | 18.911.394 | 189.114 | 21.385.510 | 22.170.660 | 22.546.183 | 2.503.612 | | |

(*) Quota parte da controlada

A Companhia registrou na rubrica provisões operacionais no

Valor Provisionado

| | |
|-------------------------------|---------------|
| Garantia devida em 31/12/2010 | 79.776 |
| Movimentação em 2011 | <u>80.452</u> |
| Garantia devida em 31/12/2011 | 160.228 |
| Movimentação em 2012 | <u>28.885</u> |
| Garantia devida em 31/12/2012 | 189.113 |

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

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

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

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

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

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

g) UHE Serra do Facão – SPE Serra do Facão, formada por Furnas (49.5%), Alcoa Alumínio S.A.(30,5%), DME Energética (10%) e Camargo Corrêa Energia S.A (10%), com capacidade instalada de 210MW. A prestação de garantia pela Companhia no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.

- h) Eólicas Cerro Chato I, II e III – SPEs Eólicas Cerro Chato I, II e III são formadas pela Eletrosul (90%) e Wobben (10%), com capacidade instalada de 30MW cada. Possui 80% de financiamento com prazo de pagamento de 10 anos, sendo 2 anos de carência. O aval da Companhia é de 90% do financiamento.
- i) Norte Brasil Transmissora de Energia – SPE, com participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 km.
- j) 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).
- k) 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.
- l) 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.
- m) RS Energia – Garantia à Eletrosul no financiamento junto ao BNDES e Bancos repassadores quando da compra da participação acionária das empresas Schahin Engenharia S/A e Engevix Engenharia S/A nas transmissoras. A Eletrosul tem 100% de participação na RS.
- n) 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.
- o) 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.
- p) 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

Em 31 de dezembro de 2012, a composição de saldo da rubrica de debêntures a pagar está assim apresentada:

| Tx de juros | Vencimento | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|--------------------|------------|----------------|------------------|
| 106,5% CDI | 15/09/2012 | - | 210.984 |
| IPCA + 6,5% ao ano | 30/09/2012 | - | 279.387 |
| IPCA + 6,5% ao ano | 30/12/2012 | - | 248.866 |
| IPCA + 6,5% ao ano | 30/09/2013 | 314.390 | 279.410 |
| 106,5% CDI | 28/02/2014 | 12.364 | - |
| 0,9875% | 14/11/2017 | 22.325 | - |
| IPCA + 6,5% ao ano | (*) | 307.728 | - |
| 15% ao ano | 10/07/2031 | 69.320 | - |
| | | <u>726.127</u> | <u>1.018.647</u> |

(*) 15 parcelas a partir de 2023.

O montante de R\$ 210.984 refere-se à emissão de 420 debêntures, Série Única, com vencimento em 15 de setembro de 2012, com taxa de juros de 106,5% do CDI, com valor unitário de R\$ 1.000 cada, efetuada pela SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A, sendo, 400 debêntures emitidas em 15 de setembro de 2011 e sendo as restantes 20 debêntures em 03 de outubro de 2011. Estas debêntures foram resgatadas em sua totalidade com recursos provenientes da contratação de financiamento de longo prazo junto ao BNDES.

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 2012, a R\$ 334.192 (31 de dezembro de 2011- R\$ 227.174), dos quais R\$ 321.894 no não circulante (31 de dezembro de 2011 - R\$ 211.554).

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 | |
|----------------------|--------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| CIRCULANTE | | |
| Juros a Pagar | 12.298 | 15.620 |
| | 12.298 | 15.620 |
| NÃO CIRCULANTE | | |
| Créditos arrecadados | 321.894 | 211.554 |
| TOTAL | 321.894 | 211.554 |

NOTA 25 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC

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

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

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

a) Tributos a recolher

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|------------------------|---------------|---------------|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| PASEP e COFINS | 1.021 | 25.379 | 338.200 | 219.257 |
| ICMS | 10 | 183 | 230.575 | 124.662 |
| PAES / REFIS | - | - | 589.090 | 833.469 |
| INSS/FGTS | 2.493 | 330 | 129.977 | 79.105 |
| Outros | 14.142 | 14.298 | 233.740 | 332.242 |
| Total | <u>17.666</u> | <u>40.190</u> | <u>1.521.581</u> | <u>1.588.735</u> |
| Passivo circulante | 17.666 | 40.190 | 886.312 | 815.236 |
| Passivo não circulante | - | - | 635.269 | 773.500 |

b) Imposto de renda e contribuição social

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|------------------------------|----------------|------------|----------------|----------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Passivo circulante: | | | | |
| Imposto de Renda corrente | 155.579 | - | 277.459 | 95.376 |
| Contribuição Social corrente | 57.805 | - | 93.245 | 121.909 |
| | <u>213.384</u> | <u>-</u> | <u>370.704</u> | <u>217.285</u> |
| Passivo não circulante: | | | | |
| IRPJ/CSLL diferidos | 335.427 | 383.682 | 779.615 | 1.129.022 |

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

| | CONTROLADORA | | | |
|--|--------------|-------------|------------|-----------|
| | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
| | IRPJ | CSLL | IRPJ | CSLL |
| Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL | (6.235.002) | (6.235.002) | 3.920.933 | 3.920.933 |
| Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente | (1.558.750) | (561.150) | 980.233 | 352.884 |
| Efeitos de adições e (exclusões): | | | | |
| Receita de Dividendos | (28.005) | (10.082) | (34.932) | (12.576) |
| Equivalência patrimonial | 1.940.771 | 698.677 | (401.090) | (144.392) |
| Provisão de JCP | (108.491) | (39.057) | (485.361) | (174.729) |
| Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado | 284.815 | 102.533 | 67.964 | 24.467 |
| Demais adições (exclusões) | (58.137) | (19.210) | 9.267 | 6.633 |
| Total da despesa (Receita) de IRPJ e CSLL | 472.203 | 171.711 | 136.081 | 52.287 |

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, 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 ano de 2012, a CHESF não usufruiu do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda, em virtude de não ter obtido lucro fiscal. Em 2011, o incentivo fiscal mencionado totalizou R\$ 317.812, com registro no resultado do período como redução do imposto de renda apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07.

e) Parcelamento Especial - PAES

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

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

| | CONSOLIDADO | |
|--|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| PASSIVO CIRCULANTE | | |
| Quota RGR | 124.763 | 181.868 |
| Quota CCC | 32.494 | 50.081 |
| Quota CDE | 10.498 | 13.168 |
| Quota PROINFA | 23.012 | 60.643 |
| Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos | 724.447 | 584.816 |
| Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica | 16.957 | 11.116 |
| Pesquisa e Desenvolvimento - P&D | 353.753 | 274.722 |
| Programa de Eficiência Energética - PEE | 18.369 | 32.937 |
| Outros | 3.858 | 9.417 |
| | <u>1.308.152</u> | <u>1.218.768</u> |
| PASSIVO NÃO CIRCULANTE | | |
| Quota RGR | 32.177 | 15.010 |
| Pesquisa e Desenvolvimento - P&D | 369.026 | 340.132 |
| Programa de Eficiência Energética - PEE | 27.298 | 30.582 |
| | <u>428.501</u> | <u>385.724</u> |
| TOTAL | 1.736.653 | 1.604.492 |

a) Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR era 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 era computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhiam 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 ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013.

b) Conta de Consumo de Combustível - CCC

Fundo setorial 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 12.111/2009, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades desse fundo setorial e sua gestão não afeta o resultado da Companhia.

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 | |
|--|--------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Circulante | | |
| JCP exercício | 433.962 | 1.066.951 |
| Dividendos não reclamados | 100.826 | 109.398 |
| Dividendos retidos exercícios anteriores | 3.416.545 | 3.147.364 |
| | 3.951.333 | 4.323.713 |
| Não circulante | | |
| Dividendos retidos exercícios anteriores | - | 3.143.222 |
| Total | 3.951.333 | 7.466.935 |

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 2012.

A Companhia atribuiu remuneração aos acionistas preferenciais na forma de juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 433.962 (R\$ 433.962 em 2011), 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

| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|---------------------------------|------------------|----------------|
| Ações ordinárias | 1,72% do capital | (2011 - 2,51%) |
| Ações preferenciais da classe A | 9,41% do capital | (2011 - 9,41%) |
| Ações preferenciais da classe B | 7,06% do capital | (2011 - 7,06%) |
| | 0,39 | 0,58 |
| | 2,17 | 2,17 |
| | 1,63 | 1,63 |

A remuneração aos acionistas das ações ordinárias será realizada na forma de JCP no valor de R\$ 433.962 (R\$ 632.989 em 2011), 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 2013 até a data do efetivo início do pagamento, data esta a ser deliberada pela Assembleia 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.

Em cumprimento ao deliberado na 52ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 30 de abril de 2012, o pagamento da remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2011, na forma de JCP, teve início em 18 de maio de 2012.

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.

Fazem jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integram o quadro de Acionistas da Companhia em 29 de janeiro de 2010, restando ser liquidada a parcela de junho de 2013 (última), no total de R\$ 3.416.545 (R\$ 6.290.586 em 31 de dezembro de 2011).

Os créditos são 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 Prescritos

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 100.826 (R\$ 109.398 em 31 de dezembro de 2011), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2009, 2010 e 2011. A remuneração relativa ao exercício de 2008 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 29 - CRÉDITOS DO TESOURO NACIONAL

| | CONTROLADORA E CONSOLIDADO | | | |
|--|----------------------------|------------|----------------|------------|
| | CIRCULANTE | | NÃO CIRCULANTE | |
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D | 122.905 | 101.448 | 33.105 | 144.753 |
| Outros | 8.142 | 7.602 | 3.967 | 10.923 |
| | 131.047 | 109.050 | 37.072 | 155.676 |

NOTA 30 - 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-emprego | |
|---------------|--------------------------------------|---------------|----------|-------------------------------|----------------|
| | Plano BD | Plano Saldado | Plano CD | Seguro de Vida | Plano de Saúde |
| Eletrobras | X | | X | X | |
| Amazonas | X | | | X | |
| Boa Vista | X | | X | | X |
| Ceal | X | | X | | X |
| Cepisa | X | | | | |
| Ceron | | | X | | |
| CGTEE | X | | | | |
| Chesf | X | X | X | X | |
| Eletroacre | | | X | | |
| Eletronorte | X | | X | X | X |
| Eletronuclear | X | | | X | X |
| Eletrosul | X | | X | | X |
| Furnas | X | | X | X | X |
| Itaipu BR | X | | | X | X |
| Itaipu PY | X | | | X | X |

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 2012.

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 | |
|---|--------------|-------------|--------------|--------------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas | 2.283.066 | 1.915.198 | 24.421.763 | 16.964.727 |
| Valor justo dos ativos do plano (-) | (1.650.951) | (1.767.747) | (21.303.217) | (17.678.212) |
| Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos | 632.115 | 147.451 | 3.118.546 | (713.485) |
| | | | | |
| Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício | - | - | 99.690 | - |
| Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano | 94.173 | 22.550 | 564.766 | 815.598 |
| Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano | - | - | 109.324 | 111.006 |
| Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego | 632.115 | 147.451 | 3.347.094 | 1.838.409 |
| | | | | |
| Custo de serviço corrente | 1.302 | 4.138 | 194.513 | 144.316 |
| Custo de juros sobre as obrigações atuariais | 192.643 | 151.740 | 1.735.611 | 1.464.927 |
| Contribuições esperadas de participante (-) | (8.946) | (10.297) | (93.228) | (156.952) |
| Rendimento esperado dos ativos (-) | (171.164) | (174.264) | (1.930.427) | (1.728.445) |
| Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício | 13.835 | (28.683) | (93.531) | (276.154) |

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

| | Controladora | | Consolidado | |
|--|--------------|--------|-------------|---------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Valor presente das obrigações atuariais a descoberto | 22.354 | 18.332 | 1.400.029 | 869.525 |
| Valor justo dos ativos do plano (-) | - | - | - | - |
| Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos | 22.354 | 18.332 | 1.400.029 | 869.525 |
| Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego | 22.354 | 18.332 | 1.400.029 | 869.525 |
| Custo de serviço corrente | 790 | 728 | 15.818 | 64.433 |
| Custo de juros sobre as obrigações atuariais | 1.856 | 1.287 | 113.442 | 65.865 |
| Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício | 2.646 | 2.015 | 129.260 | 130.298 |

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 | |
|---|--------------|-----------|-------------|------------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Valor das obrigações atuariais no inicio do ano | 1.915.198 | 1.632.254 | 16.964.728 | 15.276.728 |
| Custo de serviço corrente | 1.302 | 4.138 | 194.513 | 144.316 |
| Juros sobre a obrigação atuarial | 192.643 | 151.740 | 1.735.611 | 1.464.927 |
| Benefícios pagos no ano (-) | (148.650) | (155.294) | (1.069.384) | (978.718) |
| Aquisição de quotas - Plano CD | - | - | - | - |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais | 322.573 | 282.360 | 6.596.296 | 1.057.474 |
| Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano | 2.283.066 | 1.915.198 | 24.421.763 | 16.964.727 |

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 | |
|--|--------------|-----------|-------------|------------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Valor justo dos ativos no inicio do ano | 1.767.747 | 1.762.387 | 17.678.212 | 16.860.205 |
| Benefícios pagos durante o exercício (-) | (148.650) | (155.293) | (1.069.384) | (978.718) |
| Contribuições de participante vertidas durante o exercício | 3.810 | 11.381 | 142.750 | 142.641 |
| Contribuições do empregador vertidas durante o exercício | 10.031 | 5.107 | 250.222 | 201.276 |
| Rendimento esperado dos ativos no ano | 171.164 | 172.718 | 1.930.427 | 1.726.899 |
| (Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano | (153.151) | (28.553) | 2.370.990 | (274.092) |
| Valor justo dos ativos ao final do ano | 1.650.951 | 1.767.747 | 21.303.217 | 17.678.212 |
| Rendimento efetivo dos ativos no ano | 18.013 | 145.711 | 4.301.417 | 1.454.353 |

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

Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário

| | Controladora | | Consolidado | |
|--|--------------|---------|-------------|-----------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário | 528.616 | 174.371 | 2.620.423 | 1.147.673 |

Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício Programa Previdenciário

| | Controladora | | Consolidado | |
|--|--------------|---------|-------------|---------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício Programa Previdenciário | 343.647 | 179.696 | 1.472.750 | 702.021 |

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 | |
|---|--------------|----------|-------------|----------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Valor das obrigações atuariais no início do ano | 18.332 | 30.617 | 869.525 | 741.116 |
| Custo de serviço corrente | 790 | 728 | 15.818 | 64.433 |
| Juros sobre a obrigação atuarial | 1.856 | 1.287 | 113.442 | 65.865 |
| Benefícios pagos no ano | - | - | (36.560) | (58.226) |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais | 1.376 | (14.299) | 437.805 | 56.337 |
| Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano | 22.354 | 18.332 | 1.400.029 | 869.525 |

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

| | Controladora | | Consolidado | |
|--|--------------|----------|-------------|---------|
| | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 |
| Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego | (6.087) | (7.463) | 317.904 | 226.187 |
| Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego | | | | |
| | 1.376 | (14.300) | 91.717 | 56.337 |

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

| | 2012 | 2011 |
|---|---------------|---------------|
| Taxa anual de juro atuarial real (i) | 3,20% a 3,72% | 5,38% a 5,61% |
| Taxa anual de inflação projetada | 4,89% a 4,90% | 4,50% |
| Taxa real anual de retorno dos ativos (ii) | 3,20% a 3,72% | 10,1% a 10,4% |
| Taxa anual real de evolução salarial | 2,00% | 2,00% |
| Taxa anual real de evolução custos médicos | 3,50% | 1,00% |
| Taxa real de evolução de benefícios | - | - |
| Taxa real de evolução de benefícios do regime geral | - | - |
| Fator de capacidade (benefícios e salários) | 98% | 100% |

Hipóteses Atuariais

| | 2012 | 2011 |
|---|-------------|-------------|
| Taxa de rotatividade | - | - |
| 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 | 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 2012, houve uma redução de aproximadamente 2% na taxa de desconto utilizada pela Companhia, acarretando um aumento significativo 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\$ 18.013 (R\$ 145.711 em 2011) na Controladora e R\$ 4.301.417 (R\$ 1.454.353 em 2011) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2012, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 12.703 (31.12.2011 - R\$ 17.524) e R\$ 172.006 (31.12.2011 - R\$ 159.514) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2012, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 10.031 (31.12.2011 - R\$ 5.107) e R\$ 250.222 (31.12.2011 - R\$ 201.276) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$4.126 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 193.106 no consolidado.

f) Efeitos da variação de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos

A tabela a seguir apresenta os efeitos no valor presente da obrigação de benefício definido e nos custos do serviço corrente e de juros quando do aumento e da diminuição de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos.

Variação nas taxas de tendência dos custos médicos em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

| Variação nas taxas de custos médicos | Consolidado | |
|--|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1% | 17.136 | 6.875 |
| Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1% | (14.374) | 7.503 |
| Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1% | 180.217 | 54.570 |
| Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1% | (165.112) | 62.351 |

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

g.1) Em 31 de dezembro de 2012

| Categoria de Ativo em 2012 | Controladora | Consolidado |
|-------------------------------------|------------------|-------------------|
| Valores Disponíveis Imediatos | 8 | 5.727 |
| Realizáveis Previdenciários | 25.561 | 349.428 |
| Investimentos em Títulos Públicos | 586.586 | 4.552.990 |
| Investimentos em Ações | 187.089 | 702.866 |
| Investimentos em Fundos | 635.471 | 14.514.568 |
| Investimentos Imobiliários | 143.457 | 647.068 |
| Empréstimos e Financiamentos | 71.829 | 604.282 |
| Outros | 13.818 | 83.368 |
| (-) Exigíveis Previdenciários (-) | (11.779) | (153.623) |
| (-) Exigíveis de Investimentos (-) | (1.089) | (3.457) |
| Total de Ativos Garantidores | 1.650.951 | 21.303.217 |

g.2) Em 31 de dezembro de 2011

| Categoria de Ativo em 2011 | Controladora | Consolidado |
|-------------------------------------|------------------|-------------------|
| Valores Disponíveis Imediatos | 2 | 9.007 |
| Realizáveis Previdenciários | 56.769 | 1.372.493 |
| (-) Dívidas Contratadas | (18.738) | (1.013.589) |
| Investimentos em Títulos Públicos | 712.045 | 3.870.880 |
| Investimentos em Ações | 186.639 | 1.328.867 |
| Investimentos em Fundos | 403.821 | 10.782.877 |
| Investimentos Imobiliários | 156.599 | 687.183 |
| Empréstimos e Financiamentos | 81.448 | 601.682 |
| Outros | 219.904 | 690.885 |
| (-) Exigíveis Previdenciários | (22.433) | (544.936) |
| (-) Exigíveis de Investimentos | (8.309) | (107.137) |
| Total de Ativos Garantidores | 1.767.747 | 17.678.212 |

h) Histórico de ajustes

O histórico dos ajustes pela experiência do plano de benefício definido está apresentado a seguir:

| CONTROLADORA | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Valor presente da obrigação de benefícios definidos | 2.283.066 | 1.915.198 | 1.632.254 | 1.541.246 |
| Valor justo dos ativos do plano | (1.650.951) | (1.767.747) | (1.762.387) | (1.535.172) |
| Déficit / (Superávit) | 632.115 | 147.451 | (130.133) | 6.074 |
| Ajustes pela experiência nos passivos do plano | (74.151) | 263.535 | 92.148 | 165.501 |
| Efeito da Alteração da taxa de Desconto | 396.724 | 18.825 | - | - |
| Ajustes pela experiência nos ativos do plano | (153.151) | (28.553) | 244.651 | 30.365 |
| CONSOLIDADO | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 |
| Valor presente da obrigação de benefícios definidos | 24.421.764 | 16.964.728 | 15.276.726 | 14.199.435 |
| Valor justo dos ativos do plano | (21.303.217) | (17.678.213) | (16.860.205) | (14.723.536) |
| Déficit / (Superávit) | 3.118.546 | (713.485) | (1.583.480) | (524.101) |
| Ajustes pela experiência nos passivos do plano | 1.581.878 | 154.842 | 523.539 | 251.036 |
| Efeito da Alteração da taxa de Desconto | 4.557.140 | 902.632 | - | - |
| Ajustes pela experiência nos ativos do plano | 2.370.990 | (274.092) | 1.445.124 | 1.675.743 |

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:

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|-----------------------|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| CIRCULANTE | | | | |
| Trabalhistas | - | - | 67.836 | 67.544 |
| Tributárias | - | - | 78.840 | 76.477 |
| Cíveis | - | - | 121.264 | 96.169 |
| | <hr/> | <hr/> | <hr/> | <hr/> |
| | | | 267.940 | 240.190 |
| NÃO CIRCULANTE | | | | |
| Trabalhistas | 109.577 | 4.293 | 1.071.442 | 786.040 |
| Tributárias | - | - | 557.693 | 297.721 |
| Cíveis | 1.085.127 | 1.442.104 | 3.659.259 | 3.568.415 |
| | <hr/> | <hr/> | <hr/> | <hr/> |
| | 1.194.704 | 1.446.397 | 5.288.394 | 4.652.176 |
| | <hr/> | <hr/> | <hr/> | <hr/> |
| | 1.194.704 | 1.446.397 | 5.556.334 | 4.892.366 |

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

| | CONTROLADORA | CONSOLIDADO |
|---------------------------|--------------|-------------|
| Saldo em 31/12/2011 | 1.446.397 | 4.892.366 |
| Constituição de provisões | 861.804 | 2.126.433 |
| Reversão de provisões | (711.645) | (969.749) |
| Pagamentos | (401.853) | (492.717) |
| Saldo em 31/12/2012 | 1.194.704 | 5.556.333 |

Parte relevante da reversão ocorrida em 2012 na Controladora deve-se a alteração dos parâmetros para determinação da provisão, em especial o valor patrimonial da ação e o valor de mercado da Companhia.

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. Existem atualmente 2.296 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 1.085.127 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 1.446.397) 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, em dobro, ou seja, R\$700 milhões.

A Justiça Estadual de Pernambuco entendeu que ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente e a reconvenção apresentada pelas réis 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 réis. As partes ainda não foram intimadas dessas decisões, contra as quais ainda há possibilidade de apresentação de recursos. Em 31 de dezembro de 2012 aguardava-se, ainda, a intimação das partes quanto às decisões proferidas pelo STJ.

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 2012 é de R\$ 723.256 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 460.887), para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto.

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 2012, 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 2011 – R\$ 100.000).

iii. 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. A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante, provisão no valor de R\$ 87.000 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 87.000).

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\$ 608.320 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 703.988) para os processos que julgou a probabilidade de perda como provável.

Ceron

A Secretaria de Fazenda do Estado de Rondônia lavrou autos de infração referente à diferencial de alíquota do ICMS no período de 2001 e 2002. A Administração da Ceron, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante provisão no valor de R\$ 12.919 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 12.083).

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\$ 231.054 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 227.567) 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\$ 312.953 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 177.329).

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 19º 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 Companhia tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, no montante de 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.

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, no, em decorrência de exclusões nas bases de cálculo relativas, principalmente, a repasse e transporte de energia de Itaipu, por um período de dez anos. O valor atualizado do processo é de R\$ 246.204. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante provisão no valor total.

b) Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda possível

Adicionalmente, a Companhia possui processos judiciais cujos prognósticos de perda classificados pela Administração da Companhia e de seus consultores legais são possíveis. Abaixo apresentamos os valores desses processos, por sua natureza:

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|--------------|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Trabalhistas | 303.924 | 303.924 | 1.395.265 | 687.246 |
| Tributárias | 62.226 | 62.226 | 9.099.220 | 5.956.119 |
| Cíveis | 11.129.364 | 10.754.309 | 16.711.365 | 13.515.165 |
| Total | 11.495.514 | 11.120.458 | 27.205.849 | 20.158.530 |

Para todos os processos abaixo descritos, as Administrações das referidas empresas 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.

Chesf:

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.

i. Ação cível pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no Estado de Sergipe, no valor de R\$ 100.000 tendo por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores devido à construção da UHE Xingó.

ii. 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.

iii. 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 Jagaruana e Quixeré, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. O valor estimado é de R\$ 70.000.

d) Processos de riscos remotos, 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 Pùblico 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 Pùblico Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos.

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 desmantelar 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 2012 é de R\$ 988.490 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 408.712).

| | <u>CONSOLIDADO</u> |
|---|--------------------|
| Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2010 | 375.968 |
| Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período | 32.744 |
| Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2011 | 408.712 |
| Constituição no período | 517.997 |
| Efeito da alteração da taxa de desconto | 39.344 |
| Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período | 22.437 |
| Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2012 | <u>988.490</u> |

Alteração da taxa de desconto

A Interpretação Técnica ICPC 12 - Mudanças em passivos, aprovada pela Deliberação CVM 621 de 22 de dezembro de 2009, determina que a alteração de taxa de desconto aplicada em passivo de desativação deve refletir como atualização do ajuste a valor presente desse passivo, devendo tal alteração ser adicionada ao ativo correspondente.

No presente exercício foi contabilizado ajuste a valor presente, decorrente de diferença da taxa de 5,49% ao ano para 4,98% ao ano, sobre o Passivo para Descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O valor de R\$ 39.344 registrado como complemento do Passivo Não Circulante teve como contrapartida o Ativo Imobilizado.

Rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado

A Eletronuclear contabilizou em 2012 as estimativas de custos para gerenciamento em longo prazo dos rejeitos operacionais de baixo e médio nível de atividade e dos elementos combustíveis usados no valor de R\$ 517.997, referente às seguintes atividades:

- 1) Para transporte e disposição final dos rejeitos operacionais de baixa e média atividade relativos ao volume acumulado até 2020, quando se considera que será iniciada sua transferência para o Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Nível de Atividade (RBMN), a ser implantado pela CNEN, responsável legal pela guarda final desses rejeitos.
- 2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAAA, os valores que serão dispendidos para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

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

| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|----------------|---------------|---------------|
| Foz do Chapecó | 20.852 | 19.498 |
| Peixe Angical | 7.178 | 6.627 |
| Retiro Baixo | 131 | 123 |
| Serra do Facão | 4.046 | 3.856 |
| Santo Antonio | 6.054 | 5.129 |
| Passo São João | 285 | - |
| São Domingos | 731 | - |
| Mauá | 854 | - |
| Total | 40.131 | 35.233 |

CONSOLIDADO

Não Circulante

| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|---------------------|------------------|------------------|
| Jirau | 44.872 | 39.776 |
| Belo Monte | 76.880 | 72.593 |
| Passo São João | 4.122 | 4.069 |
| Mauá | 12.547 | 12.357 |
| São Domingos | 9.838 | 4.774 |
| Teles Pires | 39.848 | 34.928 |
| Batalha e Simplicio | 44.673 | 42.230 |
| Foz do Chapecó | 245.930 | 236.560 |
| Peixe Angical | 81.201 | 77.029 |
| Retiro Baixo | 3.631 | 3.563 |
| Serra do Facão | 660.937 | 635.722 |
| Santo Antonio | 74.037 | 70.825 |
| Balbina | 279.391 | 300.106 |
| Total | 1.577.908 | 1.534.532 |

| UHE | anos | Valor nominal original | | Valores atualizados | |
|----------------|------|------------------------|------------------|---------------------|------------------|
| | | Pagamento anual | Pagamento total | Pagamento anual | Pagamento total |
| Passo São João | 29 | 200 | 5.944 | 285 | 8.170 |
| Mauá | 30 | 618 | 18.855 | 854 | 25.264 |
| São Domingos | 25 | 260 | 6.717 | 730 | 18.250 |
| Jirau | 30 | 3.150 | 96.840 | 4.036 | 124.134 |
| Teles Pires | 32 | 6.866 | 235.248 | 7.557 | 258.947 |
| Batalha | 35 | 309 | 8.725 | 431 | 8.321 |
| Simplício | 35 | 1.187 | 34.036 | 1.657 | 35.923 |
| Foz do Chapecó | 35 | 19.261 | 504.000 | 42.128 | 662.946 |
| Peixe Angical | 35 | 6.800 | 197.200 | 17.037 | 220.947 |
| Retiro Baixo | 35 | 238 | 6.902 | 267 | 7.743 |
| Serra do Facão | 35 | 40.618 | 1.073.000 | 98.136 | 1.335.935 |
| Santo Antônio | 35 | 12.132 | 379.267 | 15.384 | 481.267 |
| | | 91.639 | 2.566.734 | 188.502 | 3.187.847 |

NOTA 34 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

| | CONTROLADORA E CONSOLIDADO | |
|--|----------------------------|----------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE | 144.574 | 133.270 |
| Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza | 2.441 | 2.250 |
| UHE de Xingó | 6.857 | 6.321 |
| Linha de transmissão no Estado da Bahia | 1.073 | 989 |
| Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66 | 6.363 | 5.865 |
| | 161.308 | 148.695 |

NOTA 35 – CONTRATOS ONEROSOS

| | CONSOLIDADO | |
|-----------------------|------------------|---------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Transmissão | | |
| Contrato nº 061/2001 | 84.139 | - |
| Contrato nº 062/2001 | 1.407.057 | - |
| Geração | | |
| Itaparica | 1.018.534 | - |
| Jirau | 1.607.869 | - |
| Camaçari | 357.043 | - |
| Termonorte II | 131.200 | 96.204 |
| Funil | 83.158 | - |
| Mauá-Klabin | 48.576 | - |
| Complexo Paulo Afonso | 34.107 | - |
| Coaracy Nunes | 21.553 | - |
| São Domingos | 13.930 | - |
| Outros | 98.358 | - |
| TOTAL | 4.905.524 | 96.204 |

Do montante da provisão para contratos onerosos reconhecida em 2012, R\$ 3.082.395 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. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes na estrutura de custos.

Programa de Reassentamento de 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 30.01.2013, o Tribunal de Contas da União editou o Acórdão nº 101/2013-TCU-Plenário, no qual determina à Casa Civil, órgão responsável pela coordenação e integração das ações do Governo, aos Ministérios de Minas e Energia e da Integração Nacional, à Chesf e à Codevasf, com amparo no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992, combinado com o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, em conjunto, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, elaborem e enviem ao Tribunal plano de ação da execução do Programa de Reassentamento de Itaparica, incluindo atividades, prazos e responsáveis, voltado à implementação das medidas necessárias à transferência, imediata ou progressiva, do patrimônio de uso comum dos perímetros públicos irrigados de Itaparica para a Codevasf e da gestão destes perímetros para os reassentados, inclusive quanto à implementação das medidas necessárias à regularização das ações junto às Prefeituras Municipais de Santa Maria da Boa Vista, Tacaratu e Belém do São Francisco, em Pernambuco, e de Curaçá,

Rodelas e Glória, na Bahia, para que essas prefeituras assumam os serviços públicos de sua competência.

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

NOTA 36 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

1. Compra de energia

| Empresas | 2014 | 2015 | 2016 | Após 2016 |
|-------------------|-----------|-----------|---------|-----------|
| Amazonas | 2.700 | 2.836 | - | - |
| Chesf | 433.277 | 364.345 | 307.597 | 3.212.902 |
| Distribuidora A | 155.486 | 173.233 | - | - |
| Distribuidora Pl | 290.945 | 294.100 | - | - |
| Distribuidora R | 724.581 | 382.350 | - | - |
| Distribuidora Acr | 63.471 | 136.955 | - | - |
| Eletrobras | 68.720 | 180.238 | 207.385 | 220.827 |
| Eletrosul | 8.279 | 8.279 | 8.279 | 8.278 |
| Furnas | 120.875 | 33.220 | 33.220 | 99.660 |
| Total | 1.868.334 | 1.575.556 | 556.481 | 3.541.667 |

2. Combustível nuclear (Eletronuclear)

| Empresas | 2013 | 2014/2015 | Após 2015 |
|---------------|---------|-----------|-----------|
| Eletronuclear | 370.000 | 571.279 | 6.403.772 |

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

3. Compra de Energia de Produtor Independente - Proinfa

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

O Proinfa prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000GWh/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27

usinas a base de biomassa. Em 2006, a Companhia concordou em adquirir energia elétrica produzida pelo PROINFA por um período de 20 anos e transferir essa energia elétrica às concessionárias de transmissão e distribuição, que por sua vez transferem a energia elétrica aos consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos. Cada concessionária de transmissão e distribuição pagam à Companhia o custo anual de energia elétrica fornecida aos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores conectados às suas instalações, em doze pagamentos mensais, cada um deles antecipadamente ao mês no qual a energia deve ser consumida.

4. Venda de energia

| Empresas | 2014 | 2015 | 2016 | Após 2016 |
|-------------|------------|------------|------------|------------|
| Chesf | 2.014.587 | 1.255.379 | 485.051 | 2.544.962 |
| Eletronorte | 5.485.002 | 4.251.382 | 2.926.102 | 14.632.250 |
| Eletrosul | 5.853.610 | 8.049.723 | 8.278.569 | 16.557.138 |
| Furnas | 1.543.770 | 1.455.666 | 1.443.730 | 3.409.480 |
| Itaipu | 3.362.592 | 3.370.031 | 3.396.813 | 20.215.722 |
| Total | 18.259.560 | 18.382.181 | 16.530.264 | 57.359.551 |

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 | 2013 | 2014/2015 | Após 2015 |
|---------------|--------|-----------|-----------|
| Eletronuclear | 20.598 | 11.554 | 127.085 |

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.

6. Aquisição de equipamentos

| Empresas | 2013 | 2014/2015 | Após 2015 |
|---------------|---------|-----------|-----------|
| Eletronuclear | 197.746 | 245.158 | 86.890 |

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

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2011 - 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 2012, 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 | 76.338.832 | 7,02 | - | 18.262.671 | 6,88 | 94.601.503 | 6,99 |
| FND | 45.621.589 | 4,20 | - | - | - | 45.621.589 | 3,37 |
| FGHAB | 1.000.000 | 0,09 | - | - | - | 1.000.000 | 0,07 |
| FGI | - | - | - | 8.750.000 | 3,30 | 8.750.000 | 0,65 |
| FGO | - | - | - | 468.600 | 0,18 | 468.600 | 0,03 |
| Outros | <u>230.363.543</u> | <u>21,19</u> | <u>146.920</u> | <u>219.262.258</u> | <u>82,60</u> | <u>449.772.721</u> | <u>33,25</u> |
| | <u>1.087.050.297</u> | <u>100</u> | <u>146.920</u> | <u>265.436.883</u> | <u>100,00</u> | <u>1.352.634.100</u> | <u>100,00</u> |

Do total das 393.479.350 (já deduzidas as 526 ações ordinárias, referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Companhia) ações em poder dos minoritários, 248.613.434, ou seja, 63,18% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 152.860.563 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 95.752.843 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 67.910.925 ações ordinárias e 25.986.141 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depository Receipts – ADRs*.

II - Reservas de Capital

| | CONTROLADORA E CONSOLIDADO | |
|---|----------------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| 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 | |
|--|----------------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976) | 2.233.017 | 2.233.016 |
| Estatutárias (art. 194 – Lei 6.404/1976) | 9.037.359 | 16.862.806 |
| | <u>11.270.376</u> | <u>19.095.822</u> |

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.

| | 31/12/2012 | | | |
|--|-------------|----------------|----------------|-------------|
| 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 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\$) | (5,09) | (5,09) | (5,09) | |

| | 31/12/2011 | | | |
|--|------------|----------------|----------------|-----------|
| Numerador | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total |
| Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações | 2.831.333 | 383 | 691.358 | 3.523.074 |
| | 2.831.333 | 383 | 691.358 | 3.523.074 |
| Denominador | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total |
| Média ponderada da quantidade de ações em mil | 1.087.050 | 147 | 265.437 | 1.352.634 |
| % de ações em relação ao total | 80,37% | 0,01% | 19,62% | 100% |
| Resultado por ação básico (R\$) | 2,60 | 2,60 | 2,60 | |

(b) Diluído

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

| | 31/12/2012 | | | | |
|--|-------------|----------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Numerador | Ordinárias | Preferencial A | Preferenciais B Convertidas | Preferencial B | Total |
| Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações | (5.500.867) | (743) | (34.099) | (1.343.206) | (6.878.916) |
| | (5.500.867) | (743) | (34.099) | (1.343.206) | (6.878.916) |
| Denominador | Ordinárias | Preferencial A | Preferenciais B - Convertidas | Preferencial B | Total |
| Média ponderada da quantidade de ações em mil | 1.087.050 | 147 | 6.738 | 265.437 | 1.359.373 |
| % de ações em relação ao total | 79,97% | 0,01% | 0,50% | 19,53% | 100,00% |
| Resultado por ação diluído (R\$) | (5,06) | (5,06) | (5,06) | (5,06) | |

| | 31/12/2011 | | | | |
|--|------------|----------------|-------------------------------|----------------|-----------|
| Numerador | Ordinárias | Preferencial A | Preferenciais B - Convertidas | Preferencial B | Total |
| Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações | 2.650.655 | 358 | 670 | 647.240 | 3.298.923 |
| Dividendos Preferenciais | - | 272 | 449 | 433.459 | 434.180 |
| | 2.650.655 | 630 | 1.119 | 1.080.698 | 3.733.103 |
| Denominador | Ordinárias | Preferencial A | Preferenciais B Convertidas | Preferencial B | Total |
| Média ponderada da quantidade de ações em mil | 1.087.050 | 147 | 275 | 265.437 | 1.352.909 |
| % de ações em relação ao total | 80,35% | 0,01% | 0,02% | 19,62% | 100,00% |
| Resultado por ação diluído (R\$) | 2,44 | 4,29 | 4,07 | 4,07 | |

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|---|--------------|------------|-------------|-------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Geração | | | | |
| Suprimento / Fornecimento | 2.271.628 | 1.795.910 | 21.547.527 | 18.426.812 |
| Repasso Itaipu | 414.178 | 836.488 | 414.178 | 836.488 |
| | 2.685.806 | 2.632.398 | 21.961.705 | 19.263.300 |
| Transmissão | | | | |
| Atualizações da taxa de retorno - Transmissão | - | - | 3.148.842 | 2.774.166 |
| Receita de operação e manutenção | - | - | 2.562.155 | 1.978.618 |
| Receita de construção | - | - | 3.681.603 | 3.603.492 |
| | - | - | 9.392.600 | 8.356.276 |
| Distribuição | | | | |
| Fornecimento | - | - | 6.142.586 | 4.712.716 |
| Receita de construção | - | - | 1.345.519 | 729.064 |
| | - | - | 7.488.105 | 5.441.780 |
| Outras receitas | 94.694 | 131.303 | 696.451 | 865.877 |
| | 2.780.499 | 2.763.701 | 39.538.861 | 33.927.233 |
| (-) Deduções à Receita Operacional | | | | |
| (-) Encargos setoriais | - | - | (1.797.922) | (1.712.669) |
| (-) ICMS | - | - | (1.361.535) | (1.086.209) |
| (-) PASEP e COFINS | (148.948) | (156.894) | (2.290.415) | (1.901.838) |
| (-) Outras Deduções | - | - | (24.511) | (15.031) |
| | (148.948) | (156.894) | (5.474.383) | (4.715.747) |
| Receita operacional líquida | 2.631.551 | 2.606.807 | 34.064.477 | 29.211.486 |

NOTA 40 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|--|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Investimentos em controladas | | | | |
| Equivalência patrimonial | (7.981.070) | 1.612.598 | - | - |
| Rendimentos de capital - ITAIPU | 43.812 | 36.637 | 43.812 | 36.637 |
| | (7.937.258) | 1.649.235 | 43.812 | 36.637 |
| Investimentos em coligadas | | | | |
| Equivalência patrimonial | 252.658 | 244.612 | 271.550 | 290.693 |
| Outros investimentos | | | | |
| Juros sobre o capital próprio | 23.520 | 19.243 | 23.520 | 19.243 |
| Dividendos | 112.018 | 139.728 | 112.018 | 139.728 |
| Remuneração dos investimentos em parcerias | 17.684 | (3.516) | 17.684 | (3.516) |
| | 153.222 | 155.455 | 153.222 | 155.455 |
| | (7.531.378) | 2.049.302 | 468.584 | 482.785 |

NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|----------|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Pessoal | 354.825 | 356.713 | 5.716.768 | 5.233.826 |
| Material | 4.241 | 4.537 | 321.484 | 303.347 |
| Serviços | 123.103 | 109.019 | 2.401.050 | 2.133.543 |
| | 482.169 | 470.269 | 8.439.302 | 7.670.716 |

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

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|-------------------------|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Suprimento | - | - | 1.935.330 | 1.281.766 |
| Uso da Rede | - | - | 1.763.953 | 1.420.934 |
| Comercialização na CCEE | 96.520 | (31.095) | 317.096 | 128.979 |
| Proinfa | 2.292.995 | 1.955.328 | 2.302.020 | 1.955.328 |
| Outros | 19.227 | 20.216 | 19.227 | 20.216 |
| | 2.408.742 | 1.944.449 | 6.337.626 | 4.807.223 |

NOTA 43 - PROVISÕES OPERACIONAIS

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|---|----------------|----------------|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Garantias | 28.885 | 70.596 | 28.885 | 70.596 |
| Contingências | (251.693) | 155.830 | 564.909 | 691.042 |
| PCLD - Consumidores e Revendedores | - | - | 862.226 | 511.356 |
| PCLD - Financiamentos e Empréstimos | (137.495) | 297.131 | (137.495) | 297.131 |
| Passivo a descoberto em Controladas | 1.011.968 | 294.375 | - | - |
| Contratos Onerosos | - | - | 1.607.869 | 96.204 |
| Perdas em Investimentos | 162.878 | 9.183 | 187.741 | 9.183 |
| Plano de readequação do quadro de pessoal | - | - | (50.968) | 498.114 |
| Passivo Atuarial | - | - | 438.328 | (410.281) |
| Impairment | - | - | 1.058.940 | 434.538 |
| Ajuste a Valor de Mercado | (144.661) | 5.956 | (144.661) | 5.956 |
| Outras | 94.506 | 103.319 | 911.217 | 644.910 |
| | <u>764.388</u> | <u>936.390</u> | <u>5.326.991</u> | <u>2.848.749</u> |

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

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

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

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

| | CONSOLIDADO | |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Total dos Empréstimos | 49.651.200 | 42.413.678 |
| (-) Caixa e Equivalente de Caixa | 4.429.375 | 4.959.787 |
| Dívida Líquida | 45.221.825 | 37.453.891 |
| (+) Total do Patrimônio Líquido | 67.083.945 | 77.202.321 |
| Total do Capital | <u>112.305.770</u> | <u>114.656.212</u> |
| Índice de Alavancagem Financeira | 40% | 33% |

2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

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

| ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|--|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/12 | 31/12/11 | 31/12/12 | 31/12/11 |
| Empréstimos e Recebíveis | 32.503.580 | 30.340.544 | 78.975.112 | 67.315.226 |
| Clientes | 477.104 | 579.433 | 5.979.909 | 5.831.018 |
| Empréstimos e financiamentos | 29.210.956 | 27.726.142 | 9.723.477 | 9.733.390 |
| Direitos de Ressarcimento | - | - | 8.016.229 | 3.583.490 |
| Ativo Financeiro - Concessões | 2.815.520 | 2.034.969 | 40.818.225 | 48.167.328 |
| Indenizações - Lei 12.783/2013 | - | - | 14.437.272 | - |
| Mantidos Até o Vencimento | 247.371 | 212.903 | 247.371 | 212.903 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 247.371 | 212.903 | 247.371 | 212.903 |
| Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado | 5.462.141 | 10.062.711 | 11.684.671 | 16.778.313 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 935.627 | 1.396.729 | 4.429.375 | 4.959.787 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 4.526.514 | 8.665.982 | 6.779.577 | 11.437.959 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | - | - | 475.719 | 380.567 |
| Disponíveis para venda | 1.422.821 | 1.561.532 | 6.108.986 | 1.702.902 |
| Investimentos (Participações Societárias) | 1.422.821 | 1.561.532 | 1.513.039 | 1.702.902 |
| Ativo Financeiro - Concessões | - | - | 4.595.947 | - |
| PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
| | 31/12/12 | 31/12/11 | 31/12/12 | 31/12/11 |
| Mensurados pelo Custo Amortizado | 19.756.417 | 19.389.262 | 69.298.959 | 56.689.961 |
| Fornecedores | 467.804 | 384.676 | 7.490.802 | 6.338.102 |
| Empréstimos e financiamentos | 18.638.428 | 18.294.278 | 49.651.200 | 42.413.678 |
| Debêntures | - | - | 726.127 | 1.018.647 |
| Obrigações de Ressarcimento | 650.185 | 710.308 | 7.789.757 | 3.431.228 |
| Arrendamento Mercantil | - | - | 2.023.033 | 1.918.541 |
| Concessões a Pagar UBP | - | - | 1.618.039 | 1.569.765 |
| Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado | 68.153 | - | 476.283 | 467.683 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | 68.153 | - | 476.283 | 467.683 |

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\$ 9.723.477 (R\$ 9.737.390 em 31 de dezembro de 2011), conforme demonstrado a seguir por moeda:

| Moeda | 31/12/2012 | | | 31/12/2011 | | |
|-------|---------------------|---------|-----------|---------------------|---------|-----------|
| | US\$ (equivalentes) | % | R\$ | US\$ (equivalentes) | % | R\$ |
| US\$ | 2.848.699 | 59,87% | 5.821.317 | 3.211.422 | 61,89% | 6.023.985 |
| R\$ | 1.909.548 | 40,13% | 3.902.160 | 1.977.506 | 38,11% | 3.709.405 |
| | 4.758.247 | 100,00% | 9.723.477 | 5.188.928 | 100,00% | 9.733.390 |

- e) Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados com empréstimos e recebíveis, no caso dos ativos relacionados a geração e transmissão, e como disponível para venda no caso da distribuição.

- f) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no Patrimônio Líquido, dependendo do tipo de cada designação de hedge (se hedge de fluxo de caixa ou de valor justo), de acordo com o CPC 38.

2.2 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.

- b) Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fundos setoriais, em especial a Reserva Global de Reversão – RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são compostos de financiamentos contratados junto a agências multilaterais internacionais (BID, BIRD, CAF), não sendo praticável

descontá-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida brasileira. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o exercício de 2012 com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 49.651.200 (R\$ 42.413.678 em 31 de dezembro de 2011), conforme demonstrado a seguir:

| Moeda | 31/12/2012 | | | 31/12/2011 | | |
|-------|---------------------|----------------|-------------------|---------------------|----------------|-------------------|
| | US\$ (equivalentes) | % | R\$ | US\$ (equivalentes) | % | R\$ |
| US\$ | 9.301.210 | 38,28% | 19.007.022 | 9.575.952 | 42,35% | 17.962.570 |
| REAL | 14.837.600 | 61,07% | 30.320.635 | 12.807.023 | 56,64% | 24.023.411 |
| YEN | 140.792 | 0,58% | 287.709 | 185.779 | 0,82% | 348.484 |
| EURO | 17.536 | 0,07% | 35.834 | 42.229 | 0,19% | 79.213 |
| | 24.297.137 | 100,00% | 49.651.200 | 22.610.983 | 100,00% | 42.413.678 |

- 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 em suas demonstrações contábeis 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 Empresa, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

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

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

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

Segue abaixo a posição destas operações de swap da taxa Libor por taxa fixa em 31 de dezembro de 2012:

| Transação | Montantes contratados (notional) | Taxas utilizadas | Vencimento | Valor Justo |
|-----------|--|---------------------|------------|-----------------|
| 01/2011 | 20.192 | 2,4400% | 25/11/2015 | (1.139) |
| 02/2011 | 20.192 | 2,4900% | 25/11/2015 | (1.169) |
| 03/2011 | 50.000 | 3,2780% | 10/08/2020 | (8.929) |
| 04/2011 | 100.000 | 3,3240% | 10/08/2020 | (18.694) |
| 05/2011 | 50.000 | 2,1490% | 10/08/2015 | (2.357) |
| 06/2011 | 100.000 | 2,2725% | 10/08/2015 | (5.088) |
| 07/2011 | 100.000 | 2,1790% | 10/08/2015 | (4.836) |
| 08/2011 | 100.000 | 2,1500% | 10/08/2015 | (4.683) |
| 09/2012 | 25.000 | 1,6795% | 27/11/2020 | (1.459) |
| 10/2012 | 25.000 | 1,6295% | 27/11/2020 | (1.360) |
| 11/2012 | 75.000 | 1,6285% | 27/11/2020 | (4.074) |
| 12/2012 | 75.000 | 1,2195% | 29/11/2017 | (2.607) |
| 13/2012 | 75.000 | 1,2090% | 29/11/2017 | (3.009) |
| 14/2012 | 50.000 | 1,2245% | 29/11/2017 | (2.060) |
| 15/2012 | 50.000 | 1,1670% | 29/11/2017 | (1.920) |
| 16/2012 | 50.000 | 1,1910% | 29/11/2017 | (2.003) |
| 17/2012 | 50.000 | 1,2105% | 29/11/2017 | (2.070) |
| 18/2012 | 25.000 | 1,1380% | 29/11/2017 | (695) |
| Total | <u>1.040.384</u> | | | <u>(68.152)</u> |

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

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

3.1.1 – Operações em outras entidades

As seguintes controladas e coligadas efetuaram operações de derivativos no período e os impactos foram os seguintes:

- ESBR Participações S.A – efetuou operações de NDF classificadas como *hedge* de fluxo de caixa. Estas operações geraram no exercício um resultado abrangente negativo no valor de R\$ 231.

3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor. A Companhia monitora a sua exposição a taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme mencionado acima.

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

3.3 - Risco de commodities

a) Eletronorte

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

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Datas do contrato

| Cliente | Início | Vencimento | Volumes médios de megawatts |
|---------|------------|------------|--|
| 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.

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 para o mês de dezembro de 2012 estava cotado a US\$ 2,098.00 por tonelada, ou seja, 3,1% maior que o verificado em dezembro de 2011 quando o preço da *commodity* alcançou US\$

2,034,00 por tonelada. Tal variação, somada à desvalorização do Real em 2012, onde o valor do dólar passou de R\$ 1,79 para R\$ 2,05, ou seja, 14,52% de variação durante o ano de 2012, proporcionaram uma melhora na expectativa do valor justo para os derivativos. Outro ponto importante nesse contexto foi a política do governo federal adotada para reduzir a taxa de juros básica da economia, dada pela taxa SELIC, por meio dos bancos públicos. Isso resultou em uma redução da taxa média da SELIC (24 meses à frente) de 9,90% para 7,25% ao ano.

O impacto do derivativo embutido no resultado foi positivo em 2012 em R\$ 133.804 e de R\$ 124.770 negativo em 2011 e a posição patrimonial apresentada é ativa em R\$ 472.364 em 2012 e R\$ 376.950 em 2011.

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.

A concentração de risco de crédito em relação a qualquer contraparte individualmente não foi superior a 8% dos ativos monetários brutos em 31 de dezembro de 2012.

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 prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

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

| | 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 | 2.270.464 | 665.259 | 1.483.880 | 15.336.813 | 19.756.417 |
| Fornecedores | 467.804 | - | - | - | 467.804 |
| Empréstimos e financiamentos | 1.152.475 | 665.259 | 1.483.880 | 15.336.813 | 18.638.428 |
| Obrigações de Ressarcimento | 650.185 | - | - | - | 650.185 |
| <u>Mensurados a Valor Justo por meio do resultado</u> | <u>-</u> | <u>68.153</u> | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>68.153</u> |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | - | 68.153 | - | - | 68.153 |

| | CONTROLADORA 31/12/2011 | | | | |
|---|----------------------------|---------------|---------------|----------------|------------|
| | 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 | 1.583.104 | 261.201 | 1.642.499 | 15.902.458 | 19.389.262 |
| Fornecedores | 384.676 | - | - | - | 384.676 |
| Empréstimos e financiamentos | 488.120 | 261.201 | 1.642.499 | 15.902.458 | 18.294.278 |
| Obrigações de Ressarcimento | 710.308 | - | - | - | 710.308 |

| | 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 | 18.813.729 | 5.628.118 | 11.100.818 | 37.399.741 | 72.942.406 |
| Fornecedores | 7.512.083 | - | - | - | 7.512.083 |
| Empréstimos e financiamentos | 4.792.990 | 3.369.497 | 9.956.605 | 35.153.071 | 53.272.163 |
| Debêntures | 316.899 | 17.593 | 345.509 | 47.330 | 727.331 |
| 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 | 40.131 | 114.110 | 309.918 | 1.153.880 | 1.618.039 |
| <u>Mensurados a Valor Justo por meio do resultado</u> | <u>185.031</u> | <u>291.252</u> | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>476.283</u> |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | 185.031 | 291.252 | - | - | 476.283 |

| | CONSOLIDADO 31/12/2011 | | | | |
|---|---------------------------|----------------|---------------|----------------|----------------|
| | 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 | 15.264.773 | 4.811.219 | 9.357.358 | 33.181.096 | 62.614.446 |
| Fornecedores | 6.503.957 | - | - | - | 6.503.957 |
| Empréstimos e financiamentos | 5.887.383 | 2.794.041 | 8.508.684 | 30.866.130 | 48.056.238 |
| Debêntures | 739.237 | 279.410 | - | - | 1.018.647 |
| Obrigações de Ressarcimento | 1.955.966 | 1.475.262 | - | - | 3.431.228 |
| Arrendamento Mercantil | 142.997 | 259.034 | 388.551 | 1.127.959 | 1.918.541 |
| Concessões a Pagar UBP | 35.233 | 3.472 | 460.123 | 1.187.007 | 1.685.835 |
| <u>Mensurados a Valor Justo por meio do resultado</u> | <u>269.718</u> | <u>197.965</u> | <u>-</u> | <u>-</u> | <u>467.683</u> |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | 269.718 | 197.965 | - | - | 467.683 |

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 fim de 2012 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconómicas 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)

CONTROLOADORA

| Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012 | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | | |
|--|-------------------|-------------------|---------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
| Dolar | 6.146.195 | 12.559.749 | 2.080 | 1.664 | 1.387 | 10.227.268 | 8.522.723 |
| IGP-M | 7.823.941 | 15.988.224 | 5,31% | 4,25% | 3,54% | 332.361 | 276.968 |
| EURO | 17.534 | 35.832 | 2.643 | 2.114 | 1.762 | 37.074 | 30.895 |
| IENE | 179.897 | 367.620 | 0,026 | 0,021 | 0,017 | 3.770 | 3.142 |
| TOTAL | 14.167.568 | 28.951.424 | | | | 10.600.473 | 8.833.728 |

CONSOLIDADO

| Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012 | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | | |
|--|------------------|------------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
| Dolar | 2.848.699 | 5.821.317 | 2.080 | 1.664 | 1.387 | 4.740.236 | 3.950.196 |
| IGP-M | 1.911.830 | 3.906.824 | 5,31% | 4,25% | 3,54% | 81.215 | 67.679 |
| TOTAL | 4.760.529 | 9.728.141 | | | | 4.821.450 | 4.017.875 |

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

CONTROLOADORA

| Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012 | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | | |
|--|-------------------|-------------------|---------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dolar | 6.146.195 | 12.559.749 | 2.080 | 2.600 | 3.120 | 15.980.106 | 19.176.127 |
| IGP-M | 7.823.941 | 15.988.224 | 5,31% | 6,64% | 7,97% | 519.314 | 623.177 |
| EURO | 17.534 | 35.832 | 2.643 | 3.304 | 3.964 | 57.928 | 69.514 |
| IENE | 179.897 | 367.620 | 0,026 | 0,033 | 0,039 | 5.891 | 7.069 |
| TOTAL | 14.167.568 | 28.951.424 | | | | 16.563.239 | 19.875.887 |

CONSOLIDADO

| Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012 | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | | |
|--|------------------|------------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dolar | 2.848.699 | 5.821.317 | 2.080 | 2.600 | 3.120 | 7.406.618 | 8.887.942 |
| IGP-M | 1.911.830 | 3.906.824 | 5,31% | 6,64% | 8,30% | 126.898 | 158.622 |
| TOTAL | 4.760.529 | 9.728.141 | | | | 7.533.516 | 9.046.564 |

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)

| Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012 | | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | |
|---|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
| Dolar | 4.621.506 | 9.444.047 | 2.080 | 1.664 | 1.387 | 7.690.186 | 6.408.488 |
| IGP-M | (4.596.813) | (9.393.588) | 5,31% | 0,042 | 0,035 | (195.273) | (332.533) |
| EURO | 140.792 | 287.709 | 2,643 | 2.114 | 1.762 | 297.685 | 248.071 |
| IENE | 140.792 | 287.709 | 0,026 | 0,021 | 0,017 | 2.951 | 2.459 |
| TOTAL | 306.277 | 625.877 | | | | 7.795.549 | 6.326.485 |

| Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012 | | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | |
|---|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
| Dolar | 9.289.405 | 18.982.899 | 2.080 | 1.664 | 1.387 | 15.457.570 | 12.881.308 |
| IGP-M | 14.837.600 | 30.320.635 | 5,31% | 4,25% | 0,035 | 630.301 | 525.251 |
| EURO | 17.536 | 35.834 | 2,643 | 2.114 | 1.762 | 37.077 | 30.897 |
| IENE | 140.792 | 287.709 | 0,026 | 0,021 | 0,017 | 2.951 | 2.459 |
| TOTAL | 24.285.333 | 49.627.077 | | | | 16.127.898 | 13.439.915 |

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

| Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012 | | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | |
|---|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dolar | 4.621.506 | 9.444.047 | 2.080 | 2.600 | 3.120 | 12.015.915 | 14.419.098 |
| IGP-M | (4.596.813) | (9.393.588) | 5,31% | 6,64% | 0,080 | (305.113) | (748.199) |
| EURO | 140.792 | 287.709 | 2,643 | 3.304 | 3.964 | 465.133 | 558.160 |
| IENE | 140.792 | 287.709 | 0,026 | 0,033 | 0,039 | 4.610 | 5.532 |
| TOTAL | 306.277 | 625.877 | | | | 12.180.545 | 14.234.591 |

| CONSOLIDADO | | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | |
|---------------|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dolar | 9.289.405 | 18.982.899 | 2.080 | 2.600 | 3.120 | 24.152.453 | 28.982.943 |
| IGP-M | 14.837.600 | 30.320.635 | 5,31% | 6,64% | 7,97% | 984.846 | 1.181.815 |
| EURO | 17.536 | 35.834 | 2,643 | 3.304 | 3.964 | 57.932 | 69.519 |
| IENE | 140.792 | 287.709 | 0,026 | 0,033 | 0,039 | 4.610 | 5.532 |
| TOTAL | 24.285.333 | 49.627.077 | | | | 25.199.841 | 30.239.809 |

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 Financeiro Itaipu - Variação Negativa - 4º tri 2012 | | | Indexador | | | Saldo R\$ mil | |
|---|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
| Dolar | 9.645.362 | 19.710.296 | 2.080 | 1.664 | 1.387 | 16.049.882 | 13.374.901 |

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

| Ativo Financeiro Itaipu - Variação Positiva - 4º tri 2012 | Indexador | | | | | Saldo R\$ mil | | |
|---|---------------|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| | Moeda (Risco) | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2013 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dolar | 9.645.362 | 19.710.296 | | 2.080 | 2.600 | 3.120 | 25.077.940 | 30.093.528 |

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 31/12/2012 | Cenário I (-25%) Índices e preços | Cenário II (-50%) Índices e preços | Cenário I (+25%) Índices e preços | Cenário II (+50%) Índices e preços |
|------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| 472.364 | 98.206 | - | 985.655 | 1.196.920 |

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 a 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.

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 | | | | |
|---|------------|-----------|---------|------------|
| 31/12/2012 | | | | |
| | NIVEL 1 | NIVEL 2 | NIVEL 3 | TOTAL |
| ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | | | | |
| Disponível para venda | 1.422.821 | - | - | 1.422.821 |
| Investimentos (Participações Societárias) | 1.422.821 | - | - | 1.422.821 |
| Mensurados a Valor Justo por meio do resultado | 5.462.141 | - | - | 5.462.141 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 935.627 | - | - | 935.627 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 4.526.514 | - | - | 4.526.514 |
| PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | | | | |
| Mensurados a Valor Justo por meio do resultado | - | 68.153 | - | 68.153 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | - | 68.153 | - | 68.153 |
| CONTROLADORA | | | | |
| 31/12/2011 | | | | |
| | NIVEL 1 | NIVEL 2 | NIVEL 3 | TOTAL |
| ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | | | | |
| Disponível para venda | 1.561.532 | - | - | 1.561.532 |
| Investimentos (Participações Societárias) | 1.561.532 | - | - | 1.561.532 |
| Mensurados a Valor Justo por meio do resultado | 10.062.711 | - | - | 10.062.711 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 1.396.729 | - | - | 1.396.729 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 8.665.982 | - | - | 8.665.982 |
| CONSOLIDADO | | | | |
| 31/12/2012 | | | | |
| | NIVEL 1 | NIVEL 2 | NIVEL 3 | TOTAL |
| ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | | | | |
| Disponível para venda | 1.513.039 | 4.595.947 | - | 6.108.986 |
| Investimentos (Participações Societárias) | 1.513.039 | - | - | 1.513.039 |
| Ativo Financeiro - Concessões | - | 4.595.947 | - | 4.595.947 |
| Mensurados a Valor Justo por meio do resultado | 11.208.952 | 475.719 | - | 11.684.671 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 4.429.375 | - | - | 4.429.375 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 6.779.577 | - | - | 6.779.577 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | - | 475.719 | - | 475.719 |
| PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | | | | |
| Mensurados a Valor Justo por meio do resultado | - | 476.283 | - | 476.283 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | - | 476.283 | - | 476.283 |

| CONSOLIDADO | | | | |
|---|------------|---------|---------|------------|
| | 31/12/2011 | | | |
| | NIVEL 1 | NIVEL 2 | NIVEL 3 | TOTAL |
| ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | | | | |
| Disponível para venda | 1.702.902 | - | - | 1.702.902 |
| Investimentos (Participações Societárias) | 1.702.902 | - | - | 1.702.902 |
| Mensurados a Valor Justo por meio do resultado | 16.397.746 | 380.567 | - | 16.778.313 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 4.959.787 | - | - | 4.959.787 |
| Títulos e Valores Mobiliários | 11.437.959 | - | - | 11.437.959 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | - | 380.567 | - | 380.567 |
| PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante) | | | | |
| Mensurados a Valor Justo por meio do resultado | - | 467.683 | - | 467.683 |
| Instrumentos Financeiros Derivativos | - | 467.683 | - | 467.683 |

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

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

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

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

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

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

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

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 3.

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

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

NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

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

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

As informações por segmento de negócios, correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, são as seguintes:

| | 31/12/2012 | | | | |
|---|---------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| | Administração | Geração | Transmissão | Distribuição | Total |
| Receita Operacional Líquida | 163.953 | 20.684.447 | 8.688.595 | 4.527.483 | 34.064.477 |
| Despesas Operacionais | (1.565.822) | (18.821.973) | (7.256.879) | (4.751.641) | (32.396.316) |
| Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro | (1.401.870) | 1.862.473 | 1.431.716 | (224.158) | 1.668.162 |
| Resultado Financeiro | 2.017.342 | (911.592) | (482.098) | 8.856 | 632.509 |
| Efeitos da Lei 12.783/13 | - | (7.226.581) | (3.134.874) | 276.074 | (10.085.381) |
| Resultado de Participações Societárias | 468.584 | - | - | - | 468.584 |
| Imposto de renda e contribuição social | (644.209) | 258.476 | 801.669 | (25.462) | 390.474 |
| Participação Minoritária | 46.737 | - | - | - | 46.737 |
| Lucro (prejuízo) Líquido do Exercício | 486.585 | (6.017.223) | (1.383.587) | 35.310 | (6.878.916) |

31/12/2011

| | Administração | Geração | Transmissão | Distribuição | Total |
|---|---------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| Receita Operacional Líquida | 192.963 | 19.093.367 | 7.778.698 | 2.467.716 | 29.532.744 |
| Despesas Operacionais | (2.094.716) | (13.690.743) | (7.071.445) | (2.532.998) | (25.389.902) |
| Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro | (1.901.753) | 5.402.624 | 707.253 | (65.282) | 4.142.842 |
| Resultado Financeiro | 1.909.379 | (1.218.314) | (436.152) | (20.460) | 234.453 |
| Resultado de Participações Societárias | 482.785 | - | - | - | 482.785 |
| Imposto de renda e contribuição social | (189.200) | (696.752) | (198.294) | (13.815) | (1.098.061) |
| Participação Minoritária | (29.454) | - | - | - | (29.454) |
| Lucro (prejuízo) Líquido do Exercício | 271.757 | 3.487.558 | 72.807 | (99.557) | 3.732.565 |

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 | | | | | |
|-------------|--|--------------|---------|-------------|------------|---------|-----------|
| | | 31/12/2012 | | RESULTADO | 31/12/2011 | | RESULTADO |
| | | ATIVO | PASSIVO | | ATIVO | PASSIVO | |
| FURNAS | Financiamentos e empréstimos | 3.386.341 | - | - | 3.145.221 | - | - |
| | AFAC | 525.450 | - | - | 300.000 | - | - |
| | Dividendo a receber | - | - | - | 64.200 | - | - |
| | Resultado de participações societárias | - | - | (1.315.879) | - | - | 258.679 |
| | Receitas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 213.487 | - | - | 154.956 |
| | | 3.911.791 | - | (1.102.392) | 3.509.421 | - | 413.635 |
| CHESF | Financiamentos e empréstimos | 128.655 | - | - | 143.001 | - | - |
| | AFAC | - | - | - | 1.293.000 | - | - |
| | Dividendo a receber | - | - | - | 297.947 | - | - |
| | Outros passivos | - | 1355 | - | - | 1355 | - |
| | Receitas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 9.623 | - | - | 10.613 |
| | Resultado de participações societárias | - | - | (5.317.877) | - | - | 1.547.151 |
| | | 128.655 | 1355 | (5.308.254) | 1.733.948 | 1.355 | 1.557.764 |
| ELETRONORTE | Financiamentos e empréstimos | 4.161.903 | - | - | 4.069.029 | - | - |
| | Dividendos a receber | - | - | - | 13.773 | - | - |
| | AFAC | 220.240 | - | - | 1.125.949 | - | - |
| | Outros | - | - | - | - | 1355 | - |
| | Resultado de participações societárias | - | - | (709.978) | - | - | 67.179 |
| | Receitas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 293.749 | - | - | 290.526 |
| | | 4.382.143 | - | (4.162.229) | 5.208.751 | 1.355 | 357.705 |
| ELETROSUL | Financiamentos e empréstimos | 1.092.411 | - | - | 982.881 | - | - |
| | Dividendo a receber | 15.613 | - | - | 24.490 | - | - |
| | AFAC | 554.768 | - | - | 1.810.793 | - | - |
| | Resultado de participações societárias | - | - | 65.486 | - | - | 103.145 |
| | Receitas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 65.110 | - | - | 56.368 |
| | | 1.662.792 | - | 130.595 | 2.818.164 | - | 159.513 |
| CGTEE | Financiamentos e empréstimos | 1.074.018 | - | - | 1.000.511 | - | - |
| | AFAC | 160.949 | - | - | 452.704 | - | - |
| | Dividendo a receber | 53.723 | - | - | 37.263 | - | - |
| | Resultado de participações societárias | - | - | (417.946) | - | - | 18.026 |
| | Receitas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 39.882 | - | - | 36.240 |
| | | 1.288.690 | - | (378.064) | 1.490.478 | - | 54.266 |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONTROLDORA | | | | | |
|------------------|--|-------------|-----------|-----------|-----------|---------|-----------|
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| ELETRONUCLEAR | Financiamentos e empréstimos | 1.099.311 | - | - | 1.178.350 | - | - |
| | Outros ativos | 264.404 | - | - | - | - | - |
| | Outros passivos | - | 237.215 | - | - | 165.361 | - |
| | Resultado de participações societárias | - | - | 19.724 | - | - | 2.151.20 |
| ITAIPU | Recetas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 71.280 | - | - | 60.445 |
| | | 1.363.715 | 237.215 | 91.004 | 1.178.350 | 165.361 | 275.565 |
| | Financiamentos e empréstimos | 5.821.318 | - | - | 5.882.593 | - | - |
| CEAL | Dividendo a receber | 8.164 | - | - | 469 | - | - |
| | Recetas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 403.056 | 5.883.062 | - | 376.296 |
| | Financiamentos e empréstimos | 421.155 | - | - | 311.312 | - | - |
| CEPISA | AFAC | 176.514 | - | - | 97.354 | - | - |
| | Resultado de participações societárias | - | - | (87.067) | - | - | (87.457) |
| | Recetas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 28.727 | - | - | 15.266 |
| | | 597.669 | - | (58.340) | 408.666 | - | (72.191) |
| AMAZONAS ENERGIA | Financiamentos e empréstimos | 579.092 | - | - | 463.898 | - | - |
| | AFAC | 430.282 | - | - | 275.984 | - | - |
| | Passivo a descoberto das investidas | - | 223.505 | - | - | - | - |
| | Provisões operacionais | - | - | 36.488 | - | - | - |
| CERON | Recetas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 38.212 | - | - | 41.714 |
| | | 1.009.374 | 223.505 | 74.700 | 739.882 | - | 41.714 |
| | Financiamentos e empréstimos | 1.028.989 | - | - | 623.093 | - | - |
| ELETROPAR | AFAC | 277.681 | - | - | 63.918 | - | - |
| | Passivo a descoberto das investidas | - | 1.128.018 | - | - | - | - |
| | Provisões operacionais | - | - | 829.203 | - | - | (372.013) |
| | Recetas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 55.072 | - | - | 48.741 |
| ELETROACRE | | 1.306.670 | 1.128.018 | 884.275 | 687.011 | - | (323.272) |
| | Financiamentos e empréstimos | 281.242 | - | - | 16.504 | - | - |
| | AFAC | 162.798 | - | - | 88.837 | - | - |
| | Resultado de participações societárias | - | - | (135.118) | - | - | (137.645) |
| INAMABARI | Recetas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 13.715 | - | - | 7.729 |
| | | 444.040 | - | (121.403) | 205.341 | - | (129.916) |
| | Dividendos a receber | - | - | - | 4.703 | - | - |
| NORTE ENERGIA | Resultado de participações societárias | - | - | 12.831 | - | - | 19.802 |
| | | - | - | 12.831 | 4.703 | - | 19.802 |
| | Financiamentos e empréstimos | 154.954 | - | - | 107.547 | - | - |
| CHC | AFAC | 217.497 | - | - | 160.822 | - | - |
| | Fornecedores | - | - | - | - | 2.605 | - |
| | Recetas de Juros, Comissões e Taxas | - | - | 11.985 | 268.369 | 2.605 | 8.678 |
| MANGUE SECO | | 372.451 | - | 11.985 | - | - | 8.678 |
| | Obrigações | - | 168.119 | - | - | 264.726 | - |
| | | - | 168.119 | - | - | 264.726 | - |
| ELETROS | Resultado de participações societárias | - | - | (1.352) | - | - | (1.772) |
| | | - | - | (1.352) | - | - | (1.772) |
| | Contribuições Previdenciárias | - | - | (5.750) | - | - | (1.536) |
| LATIBEX | Resultado de participações societárias | - | - | (5.750) | - | - | (1.536) |
| | | - | - | (2.421) | - | - | (2.518) |
| | Contribuições Previdenciárias | - | - | 28.292 | - | - | 14.175 |
| MANGUE SECO | | - | - | 28.292 | - | - | 14.175 |
| | Contribuições Previdenciárias | - | - | - | - | - | 2.662 |
| | | - | - | - | - | - | 2.662 |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONSOLIDADO | | | | | |
|-----------------------|--|-------------|------------|-----------|---------|-----------|-----------|
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| PODER PÚBLICO FEDERAL | Consumidores e revendedores | 13.539 | - | - | 9.901 | - | - |
| | Contas a receber | 3.008 | - | - | - | - | - |
| | Fornecimento de energia elétrica | - | - | - | 14.801 | - | - |
| | Outras receitas | - | - | 81.975 | - | - | 55.011 |
| | | 16.547 | - | 81.975 | 24.702 | - | 55.011 |
| BNDES | Empréstimos e financiamentos a pagar | - | 10.849.335 | - | - | 8.173.793 | - |
| | | - | 10.849.335 | - | - | 8.173.793 | - |
| REAL GRANDEZA | Contas a receber | 5.411 | - | - | 1.927 | - | - |
| | Contribuições previdenciárias | - | 5.138 | - | - | 4.740 | - |
| | Fornecedores | - | 80 | - | - | - | - |
| | Contas a pagar | - | (267.534) | - | - | (438.949) | - |
| | Contratos de dívida atuariais | - | 24.374 | - | - | 56.762 | - |
| | Outros passivos | - | 197.440 | - | - | 24.261 | - |
| | Contribuições normal mantenedor | - | - | (16.198) | - | - | (15.011) |
| | Receitas financeiras | - | - | 279 | - | - | - |
| | Ativo atuarial - baixa e provisão atuarial | - | - | (19.812) | - | - | - |
| | Despesas financeiras | - | - | 4 | - | - | - |
| NUCLEOS | Outras despesas | - | - | (79.464) | - | - | (62.048) |
| | Provisão atuarial | - | - | - | - | - | 40.134 |
| | Contribuições desp administrativa | - | - | - | - | - | (2.517) |
| | Reversão das contribuições | - | - | 19.914 | - | - | - |
| | | 5.411 | (40.502) | (95.277) | 1.927 | (353.186) | (39.442) |
| RS ENERGIA | Contribuições previdenciárias | - | 2.942 | - | - | 1.788 | - |
| | Reversão das contribuições | - | - | 20.733 | - | - | - |
| | Provisão atuarial | - | - | - | - | - | (15.734) |
| | Contribuições normal mantenedor | - | - | (20.733) | - | - | (11.704) |
| | | - | 2.942 | - | - | 1.788 | (27.438) |
| UIRAPURU | Contas a receber | 1 | - | - | 3.503 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 2.332 | - | - | 773 | - | - |
| | AFAc | - | - | - | 142.046 | - | - |
| | Participação societária permanente | 221.325 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 8.182 | - | - | 3.253 |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 10.594 | - | - | 4.158 | - | - |
| | Outras ativos | 1 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 1.330 | - | - | 1.957 |
| | Receitas de uso da rede elétrica | - | - | 4 | - | - | - |
| | Outras receitas | - | - | 15 | - | - | 13 |
| | | 234.253 | - | 9.531 | 150.480 | - | 5.223 |
| ARTEMIS | Contas a receber | 1 | - | - | 17 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 1.908 | - | - | 1.382 | - | - |
| | Participação societária permanente | 33.111 | - | - | 33.011 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 7.271 | - | - | 6.238 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 7.935 | - | - | 3.680 |
| | Receitas de uso da rede elétrica | - | - | 2 | - | - | 55 |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 2.289 | - | - | 2.091 |
| | Outras receitas | - | - | 16 | - | - | 13 |
| | | 42.291 | - | 10.242 | 40.648 | - | 5.839 |
| | | | | | | | |
| PORTO VELHO | Contas a receber | 2 | - | - | 501 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 15.945 | - | - | 4.863 | - | - |
| | Participação societária permanente | 148.578 | - | - | 148.578 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 16.809 | - | - | 10.402 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 26.989 | - | - | 11.983 |
| | Outras ativos | 537 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 5.606 | - | - | - |
| | Receitas de uso da rede elétrica | - | - | 9 | - | - | 5.984 |
| | Outras receitas | - | - | - | - | - | 84 |
| | | 181.871 | - | 32.604 | 164.344 | - | 18.051 |
| NORTE BRASIL | Contas a receber | 2 | - | - | 5 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 1.351 | - | - | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 297.793 | - | - | 190.293 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 3.238 | - | - | 1.904 | - | - |
| | Outras receitas | - | - | 60 | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | - | - | - | (1.330) |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 2.685 | - | - | 58 |
| | | 302.384 | - | 2.745 | 192.202 | - | (1.272) |
| | Participação societária permanente | 189.640 | - | - | 23.530 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 805 | - | - | 250 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 3.984 | - | - | (7.411) | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 3.414 | - | - | 1.164 |
| | | 194.429 | - | 3.414 | 16.369 | - | 1.164 |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONSOLIDADO | | | | | |
|-----------------|--------------------------------------|-------------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| ETAU | Contas a receber | - | - | - | 55 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 535 | - | - | 2.055 | - | - |
| | Participação societária permanente | 9.567 | - | - | 9.567 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 14.129 | - | - | 10.732 | - | - |
| | Recetas de equivalência patrimonial | - | - | 4.793 | - | - | 5.413 |
| | Outros ativos | 16 | - | - | - | - | - |
| | Recetas de uso da rede elétrica | - | - | 1 | - | - | - |
| ESBR | Recetas de prestação de serviços | - | - | 219 | - | - | 664 |
| | Outras receitas | - | - | 2 | - | - | 7 |
| | | 24.247 | - | 5.015 | 22.409 | - | 6.084 |
| | Participação societária permanente | 952.342 | - | - | 562.342 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (12.518) | - | - | (7.934) | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (4.352) | - | - | (3.646) |
| | | 939.824 | - | (4.352) | 554.408 | - | (3.646) |
| CERRO CHATO I | Contas a receber | 5 | - | - | 5 | - | - |
| | Participação societária permanente | 86.940 | - | - | 180 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (440) | - | - | 2.095 | - | - |
| | Outros ativos | 1 | - | - | - | - | - |
| | Recetas de uso da rede elétrica | - | - | 57 | - | - | 15 |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (261) | - | - | - |
| | Outras receitas | - | - | 9 | - | - | 7 |
| CERRO CHATO II | | 86.506 | - | (195) | 2.280 | - | 22 |
| | Contas a receber | 5 | - | - | 5 | - | - |
| | Participação societária permanente | 81.090 | - | - | 180 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (1.084) | - | - | (180) | - | - |
| | Outros ativos | 1 | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (904) | - | - | - |
| | Recetas de uso da rede elétrica | - | - | 57 | - | - | 23 |
| CERRO CHATO III | Outras receitas | - | - | 9 | - | - | 7 |
| | | 80.012 | - | (838) | - | - | - |
| | Contas a receber | 5 | - | - | 5 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 176 | - | - | 652 | - | - |
| | Participação societária permanente | 74.970 | - | - | 180 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 849 | - | - | (180) | - | - |
| | Outros ativos | 1 | - | - | - | - | - |
| TELES PIRES | Recetas de equivalência patrimonial | - | - | - | - | - | 2.927 |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (1.721) | - | - | - |
| | Recetas de uso da rede elétrica | - | - | 57 | - | - | 30 |
| | Outras receitas | - | - | 8 | - | - | 7 |
| | | 76.001 | - | (1.656) | 657 | - | 2.964 |
| | Participação societária permanente | 184.194 | - | - | 187.928 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | - | - | - | (828) | - | - |
| INTEGRAÇÃO | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (3.734) | - | - | (828) |
| | Recetas de equivalência patrimonial | - | - | (3.734) | - | - | - |
| | Recetas de prestação de serviços | - | - | 196 | - | - | - |
| | | 184.194 | - | (7.272) | 187.100 | - | (828) |
| | JCP / Dividendos a receber | - | - | - | 2.060 | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | 20.155 | - | - | 8.898 | - | - |
| | Recetas de equivalência patrimonial | - | - | 9.197 | - | - | 8.646 |
| COSTA OESTE | | 20.155 | - | 9.197 | 10.958 | - | 8.646 |
| | Participação societária permanente | 1.390 | - | - | - | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (252) | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (252) | - | - | - |
| | | 1.138 | - | (252) | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 6.408 | - | - | - | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (107) | - | - | - | - | - |
| TSBE | Recetas de prestação de serviços | - | - | 105 | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (106) | - | - | - |
| | | 6.301 | - | (1) | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 36.055 | - | - | - | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (775) | - | - | - | - | - |
| | Recetas de prestação de serviços | - | - | 119 | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (775) | - | - | - |
| LIVRAMENTO | | 35.280 | - | (656) | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 97.551 | - | - | - | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (492) | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (492) | - | - | - |
| | Outras receitas | - | - | 119 | - | - | - |
| | Recetas de prestação de serviços | - | - | - | - | - | - |
| | | 97.059 | - | (373) | - | - | - |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONSOLIDADO | | | | | |
|--------------------|--------------------------------------|-------------|---------|------------|---------|---------|-----------|
| | | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | | ATIVO | PASSIVO |
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| MARUMBI | Participação societária permanente | 622 | - | - | - | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (52) | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (52) | - | - | - |
| CHUI | Participação societária permanente | 33.887 | - | - | - | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (281) | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (281) | - | - | - |
| AMAPARI ENERGIA | Participação societária permanente | 39.191 | - | - | 34.105 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 7.355 | - | - | 6.109 |
| | | 39.191 | - | 7.355 | 34.105 | - | 6.109 |
| FACHESF | Fornecedores | - | 2.160 | - | - | 7.181 | - |
| | Contribuições previdenciárias | - | - | - | - | 9.317 | - |
| | Contratos de dívida atuariais | - | 2.523 | - | - | 381.560 | - |
| | Contribuição normal | - | 11.001 | - | - | - | - |
| | Despesas atuariais | - | - | (30.650) | - | - | 44.101 |
| | Despesas financeiras | - | - | (31.363) | - | - | - |
| TDG | Despesas operacionais | - | - | (18.581) | - | - | (16.381) |
| | | - | 15.684 | (80.594) | - | 398.058 | 27.720 |
| | Participação societária permanente | 45.183 | - | - | 15.235 | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 875 | - | - | - |
| MANAUS TRANSMISSÃO | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (4.352) | - | - | 2.217 |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (4.352) | 15.235 | - | 2.217 |
| | Participação societária permanente | 187.758 | - | - | 122.268 | - | - |
| | Contas a Pagar | - | - | - | - | 112 | - |
| IEMADEIRA | Outros resultados abrangentes | - | - | - | - | (467) | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | - | - | - | 1.722 |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (5.452) | - | - | (8.041) |
| | | 187.758 | - | (5.452) | 122.268 | (355) | (6.319) |
| MANAUS CONSTRUÇÃO | Participação societária permanente | 514.112 | - | - | 359.756 | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | - | - | - | 5.028 |
| | Outros Créditos | - | - | - | - | - | 260 |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 19.116 | - | - | 10.872 |
| STN | JCP / Dividendos a receber | 2.970 | - | - | 8.432 | - | - |
| | Participação societária permanente | 15.410 | - | - | 6.392 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 3.556 | - | - | 8.874 |
| | Contas a receber | 177 | - | - | 174 | - | - |
| INTESA | Participação societária permanente | 188.861 | - | - | 195.267 | - | - |
| | Fornecedores | - | 1.226 | - | - | 1.271 | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 17.615 | - | - | 28.314 |
| | Receitas de JCP / Dividendos | - | - | 7.494 | - | - | 5.872 |
| EAPSA | Receitas de prestação de serviços | - | - | 2.134 | - | - | 2.055 |
| | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (11.321) | - | - | (10.869) |
| | | 189.038 | 1.226 | 15.922 | 195.441 | 1.271 | 25.372 |
| | JCP / Dividendos a receber | 762 | - | - | 609 | - | - |
| SETE GAMELEIRAS | Participação societária permanente | 35.646 | - | - | 31.692 | - | - |
| | Fornecedores | - | 924 | - | - | 929 | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 4.107 | - | - | 3.095 |
| | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (8.696) | - | - | (8.429) |
| ESBR Part. | Consumidores e revendedores | 242 | - | - | 244 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 3.090 | - | - | 4.252 | - | - |
| | Participação societária permanente | 261.301 | - | - | 157.112 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 40.404 | - | - | 38.792 |
| SETE GAMELEIRAS | Participação societária permanente | 939.825 | - | - | 554.408 | - | - |
| | Outros resultados abrangentes | - | (231) | - | - | (3.253) | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (4.352) | - | - | (3.646) |
| | Contas a receber | 15 | - | - | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 19.810 | - | - | 1.850 | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 56 | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (88) | - | - | (157) |
| | | 19.825 | - | (32) | 1.850 | - | (157) |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONSOLIDADO | | | | | |
|--------------------|--------------------------------------|-------------|----------|-----------|---------|-----------|-----------|
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| S. PEDRO DO LAGO | Participação societária permanente | 14.098 | - | - | 1.803 | - | - |
| | Contas a receber | 15 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 56 | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (117) | - | - | (143) |
| | | 14.113 | - | (61) | 1.803 | - | (143) |
| PEDRA BRANCA | Participação societária permanente | 13.504 | - | - | 1.737 | - | - |
| | Consumidores e revendedores | 15 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 56 | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (118) | - | - | (179) |
| | | 13.519 | - | (62) | 1.737 | - | (179) |
| BRASVENTO MIASSABA | AFAC | 22.885 | - | - | 10.685 | - | - |
| | Participação societária permanente | 9.534 | - | - | (352) | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (799) | - | - | - |
| | | 32.419 | - | (799) | 10.333 | - | - |
| BRASVENTO EOLO | AFAC | 16.691 | - | - | 8.112 | - | - |
| | Participação societária permanente | 6.938 | - | - | (550) | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (623) | - | - | - |
| | | 23.629 | - | (623) | 7.562 | - | - |
| ANDE | Cientes | 63.659 | - | - | 52.115 | - | - |
| | Outros ativos | 23.791 | - | - | 18.102 | - | - |
| | Obrigações diversas | - | (38.078) | - | - | (33.582) | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 239.834 | - | - | 195.336 |
| | Receitas financeiras | - | - | 479 | - | - | 2.371 |
| FIBRA | Despesas financeiras | - | - | 622 | - | - | 508 |
| | Outras despesas | - | - | (42.932) | - | - | (35.296) |
| | | 87.451 | (38.078) | 198.002 | 70.217 | (33.582) | 162.919 |
| | Contas a pagar | - | (42.610) | - | - | (43.031) | - |
| | Contribuições previdenciárias | - | (2.888) | - | - | (2.811) | - |
| CAJUBI | Despesas financeiras | - | - | (4.800) | - | - | (4.253) |
| | Contribuições previdenciárias | - | - | (20.434) | - | - | (17.336) |
| | | - | (45.499) | (25.234) | - | (45.842) | (21.589) |
| | Contas a pagar | - | (47.187) | - | - | (26.421) | - |
| | Contribuições previdenciárias | - | (6.190) | - | - | (4.534) | - |
| ENERPEIXE | Outros passivos | - | 887.445 | - | - | (686.480) | - |
| | Despesas financeiras | - | - | (622) | - | - | (508) |
| | Despesas atuariais | - | - | (90.708) | - | - | (144.970) |
| | Contribuições previdenciárias | - | - | (27.269) | - | - | (19.284) |
| | | - | 834.068 | (118.599) | - | (717.435) | (164.762) |
| TRANSLESTE | Contas a receber | 536 | - | - | - | - | - |
| | Consumidores e revendedores | - | - | - | 545 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 29.640 | - | - | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 514.735 | - | - | 536.651 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 87 | - | - |
| TRANSUDESTE | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 76.524 | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 3.046 | - | - | - |
| | Receitas de uso da rede elétrica | - | - | 4.914 | - | - | - |
| | | 544.911 | - | 84.484 | 537.283 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | (1.652) | - | - | - | - | - |
| TRANSUDESTE | Participação societária permanente | 25.687 | - | - | 23.630 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 375 | - | - |
| | Fornecedores | - | (126) | - | - | (132) | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | - | - | - | 2 |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 4.041 | - | - | - |
| | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (1.193) | - | - | (1.146) |
| | | 24.035 | (126) | 2.848 | 24.005 | (132) | (1.144) |
| | JCP / Dividendos a receber | (379) | - | - | - | - | - |
| | Contas a receber | 23 | - | - | 11 | - | - |
| | Participação societária permanente | 13.871 | - | - | 13.894 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 2.830 | - | - |
| | Fornecedores | - | (79) | - | - | (81) | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 132 | - | - | 123 |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 2.035 | - | - | - |
| | Outras despesas | - | - | 138 | - | - | - |
| | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (734) | - | - | (709) |
| | | 13.515 | (79) | 1.571 | 16.735 | (81) | (586) |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONSOLIDADO | | | | | |
|------------------------|--------------------------------------|-------------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| TRANSIRAPÉ | JCP / Dividendos a receber | (460) | - | - | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 11.360 | - | - | 10.713 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 2.432 | - | - |
| | Fornecedores | - | (45) | - | - | (56) | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 1.969 | - | - | - |
| | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (501) | - | - | (492) |
| CENTROESTE | | 10.900 | (45) | 1.468 | 13.145 | (56) | (492) |
| | AFAC | 3.527 | - | - | 3.527 | - | - |
| | Contas a receber | 52 | - | 6 | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 20.268 | - | - | 17.191 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 44 | - | - |
| | Fornecedores | - | (54) | - | - | (55) | - |
| BAGUARI | Receitas de prestação de serviços | - | - | 542 | - | - | 511 |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 3.963 | - | - | - |
| | Outras despesas | - | - | 74 | - | - | - |
| | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (506) | - | - | (482) |
| | | 23.847 | (54) | 4.073 | 20.768 | (55) | 29 |
| | Cientes | 40 | - | - | 84 | - | - |
| RETIRO BAIXO | AFAC | 82.632 | - | - | 82.632 | - | - |
| | Participação societária permanente | 6.608 | - | - | 7.713 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 9 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 9.729 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 8.623 | - | - | - |
| | Receitas de uso da rede elétrica | - | - | 382 | - | - | 1.418 |
| | | 99.009 | - | 9.005 | 90.438 | - | 1.418 |
| SERRA FACÃO ENERGIA | Contas a receber | 11 | - | - | - | - | - |
| | Empréstimos e financiamentos | 2.550 | - | - | - | - | - |
| | AFAC | 58 | - | - | 58 | - | - |
| | Participação societária permanente | 110.020 | - | - | 106.010 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 2.605 | - | - |
| | Receitas financeiras | - | - | 1.524 | - | - | - |
| CHAPECOENSE | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 4.010 | - | - | - |
| | | 112.639 | - | 5.534 | 108.673 | - | - |
| | AFAC | - | - | - | - | - | - |
| | Participação societária permanente | - | - | - | 145.464 | - | - |
| | Contas a receber | - | - | - | (841) | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 987 | - | - |
| MADEIRA ENERGIA | Receitas de prestação de serviços | - | - | - | - | - | 433 |
| | Despesas financeiras | - | - | (3.885) | - | - | - |
| | Compra de energia | - | - | - | - | - | (129.207) |
| | Outras despesas | - | - | 34 | - | - | - |
| | | - | - | (3.851) | 145.610 | - | (128.774) |
| | JCP / Dividendos a receber | (2.773) | - | - | - | - | - |
| INAMBARI | Clientes | 794 | - | - | - | - | - |
| | Outros contas a receber | 1.113 | - | - | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 303.627 | - | - | 276.365 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 32.762 | - | - | - |
| | Despesas financeiras | - | - | - | - | - | (828) |
| | Receitas de uso da rede elétrica | - | - | 7.227 | - | - | - |
| TRANSENERGIA RENOVÁVEL | Receitas de prestação de serviços | - | - | 5.943 | - | - | - |
| | | 302.761 | - | 45.932 | 276.365 | - | (828) |
| | Participação societária permanente | 1.669.041 | - | - | 645.738 | - | - |
| | Contas a receber | 3.073 | - | - | - | - | - |
| | Outros contas a receber | 1.903 | - | - | - | - | - |
| | Fornecedores | - | - | - | - | (420) | - |
| ELET3, ELET6 | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (100.459) | - | - | - |
| | Receitas de uso da rede elétrica | - | - | 15.191 | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 25.406 | - | - | - |
| | | 1.674.017 | - | (59.862) | 645.738 | (420) | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 252 | - | - |
| | Participação societária permanente | 6.640 | - | (919) | 6.937 | - | - |
| LATIBEX | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (919) | 7.189 | - | - |
| | AFAC | 24.556 | - | - | 31.360 | - | - |
| | Contas a receber | 17 | - | - | 13 | - | - |
| | Participação societária permanente | 83.308 | - | - | 39.461 | - | - |
| | Fornecedores | - | (8) | - | - | - | - |
| | Contas a pagar | - | - | - | - | (9) | - |
| ELET3, ELET6 | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 4.214 | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | (8) | - | - | 1.550 |
| | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (106) | - | - | (78) |
| | | 107.881 | (8) | 4.100 | 70.834 | (9) | 1.472 |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONSOLIDADO | | | | | |
|--|--------------------------------------|-------------|---------|-----------|---------|---------|-----------|
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| MGE TRANSMISSÃO | Participação societária permanente | 35.991 | - | - | 10.696 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 201 | - | - | - | - | - |
| | AFAC | 27.440 | - | - | 23.520 | - | - |
| | Outros contas a receber | 257 | - | - | 110 | - | - |
| | Outros ativos | - | - | - | 176 | - | - |
| | Outras despesas | - | - | (74) | - | - | - |
| GOIAS TRANSMISSÃO | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 1.975 | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 2.042 | - | - | 1.001 |
| | | 63.889 | - | 3.943 | 34.502 | - | 1.001 |
| | | | | | | | |
| REI DOS VENTOS | Participação societária permanente | 44.806 | - | - | 16.040 | - | - |
| | AFAC | 56.840 | - | - | 24.500 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 300 | - | - | - | - | - |
| | Outros contas a receber | 38 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 4.567 | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 870 | - | - | 1.848 |
| | | 101.984 | - | 5.437 | 40.540 | - | 1.848 |
| SEFAC ENERGIA PARTICIPAÇÕES | AFAC | 12.894 | - | - | 10.036 | - | - |
| | Participação societária permanente | 8.914 | - | - | (348) | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (775) | - | - | - |
| | | 21.808 | - | (775) | 9.688 | - | - |
| | Participação societária permanente | 104.098 | - | - | 145.464 | - | - |
| | Contas a receber | - | - | - | (841) | - | - |
| TRANS SÃO PAULO | Outros ativos | - | - | - | 987 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (40.360) | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 91 | - | - | 433 |
| | Compra de energia | - | - | - | - | - | (129.207) |
| | | 104.098 | - | (40.269) | 145.610 | - | (128.774) |
| | | | | | | | |
| TRANS GOIÁS | AFAC | 7.987 | - | - | 7.987 | - | - |
| | Participação societária permanente | 23.328 | - | - | 16.615 | - | - |
| | JCP / Dividendos a receber | 566 | - | - | - | - | - |
| | Outros contas a receber | 333 | - | - | 179 | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 755 | - | - | 604 |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 2.378 | - | - | - |
| CALDAS NOVAS | Encargos de uso da rede elétrica | - | - | (24) | - | - | - |
| | | 32.214 | - | 3.109 | 24.781 | - | 604 |
| | | | | | | | |
| | Participação societária permanente | 2.513 | - | - | 2.786 | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | - | - | - | 5 |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | (273) | - | - | - |
| IE GARANHUS | | 2.513 | - | (273) | 2.786 | - | 5 |
| | AFAC | 6.417 | - | - | - | - | - |
| | Outros contas a receber | 98 | - | - | - | - | - |
| | Participação societária permanente | 50 | - | - | 50 | - | - |
| | Outras despesas | - | - | 684 | - | - | - |
| | | 6.565 | - | 684 | 50 | - | - |
| LUZITÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA | Participação societária permanente | 14.956 | - | - | 980 | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - | - | 255 | - | - | - |
| | | 14.956 | - | 255 | 980 | - | - |
| | | | | | | | |
| | Participação societária permanente | 931 | - | - | - | - | - |
| | | 931 | - | - | - | - | - |
| TSLE | Participação societária permanente | 5.100 | - | - | - | - | - |
| | Equivalência patrimonial acumulada | (5.100) | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - | - | (564) | - | - | - |
| | Receitas de prestação de serviços | - | - | 52 | - | - | - |
| | | - | - | (512) | - | - | - |
| | | | | | | | |
| Energia dos Ventos I | Participação societária permanente | 167 | - | - | - | - | - |
| Energia dos Ventos II | Participação societária permanente | 123 | - | - | - | - | - |
| Energia dos Ventos III | Participação societária permanente | 152 | - | - | - | - | - |
| Energia dos Ventos IV | Participação societária permanente | 216 | - | - | - | - | - |
| | | 216 | - | - | - | - | - |

| EMPRESAS | NATUREZA DA OPERAÇÃO | CONSOLIDADO | | | | | |
|-------------------------|--------------------------------------|-------------|---------|--------------|--------|---------|-----------|
| | | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO | ATIVO | PASSIVO | RESULTADO |
| Energia dos Ventos V | Participação societária permanente | 157 157 | - - | - - | - - | - - | - - |
| Energia dos Ventos VI | Participação societária permanente | 206 206 | - - | - - | - - | - - | - - |
| Energia dos Ventos VII | Participação societária permanente | 216 216 | - - | - - | - - | - - | - - |
| Energia dos Ventos VIII | Participação societária permanente | 157 157 | - - | - - | - - | - - | - - |
| Energia dos Ventos IX | Participação societária permanente | 167 167 | - - | - - | - - | - - | - - |
| Energia dos Ventos X | Participação societária permanente | 137 137 | - - | - - | - - | - - | - - |
| JUNCO I | Participação societária permanente | 106 | - | (38) | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - 106 | - - | (38) - | - - | - - | - - |
| JUNCO II | Participação societária permanente | 111 | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - 111 | - - | (33) (33) | - - | - - | - - |
| CAIÇARA I | Participação societária permanente | 114 | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - 114 | - - | (30) (30) | - - | - - | - - |
| CAIÇARA II | Participação societária permanente | 67 | - | - | - | - | - |
| | Despesas de equivalência patrimonial | - 67 | - - | (29) (29) | - - | - - | - - |
| EXTREMOZ | Participação societária permanente | 53 | - | - | - | - | - |
| | AFAC | 34.525 | - | - | - | - | - |
| | Receitas de equivalência patrimonial | - 34.578 | - - | 53 53 | - - | - - | - - |

Remuneração do Pessoal Chave

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

| | CONTROLADORA | | CONSOLIDADO | |
|--|--------------|------------|-------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros | 4.822 | 4.377 | 35.685 | 30.457 |
| Salários e encargos sociais | 1.216 | 1.528 | 6.670 | 6.371 |
| Outros | 543 | 620 | 4.190 | 4.146 |
| | 6.581 | 6.525 | 46.545 | 40.975 |

NOTA 47 - EVENTOS SUBSEQUENTES**1 - CEA**

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

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebrarão inicialmente 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, prevê uma operação de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assumirá, após a celebração de tais Acordos, a gestão executiva da CEA, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

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

A concretização da referida operação depende de diversas autorizações e iniciativas em diferentes esferas, não podendo, portanto, ser detalhada neste momento, tendo seus efeitos previstos para 2013.

2 – 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 celebrarão 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, prevê uma operação de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assumirá, após a celebração de tais Acordos, a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

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

A concretização da referida operação depende de diversas autorizações e iniciativas em diferentes esferas, não podendo, portanto, ser detalhada neste momento, tendo seus efeitos previstos para 2013.

3 – Financiamento Angra III

A Companhia contratou, em 21 de dezembro de 2012, financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 3.800.000, com a finalidade de aquisição de máquinas, equipamentos importados e contratação de serviços também importados para a construção da Usina Termonuclear Angra III, de responsabilidade da Eletronuclear, cujos saques iniciarão em 2013, com as seguintes características:

- Sistema de Amortização - SAC
- Carência - 5 anos
- Amortização – 20 anos
- Juros Nominais- 6,5% ao ano
- Garantia da União

4 – Recebimento das indenizações

Foram recebidas, em 28 de janeiro de 2013, pelas empresas controladas da Companhia, parte do valor da indenização relativo à prorrogação das concessões de Geração e Transmissão de energia aprovado pela 160ª Assembleia Geral Extraordinária.

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

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

| | VALOR ORIGINAL DA INDENIZAÇÃO | | | | |
|-------------|-------------------------------|-----------|------------|----------------|------------|
| | TRANSMISSÃO | GERAÇÃO | TOTAL | VALOR RECEBIDO | 1º PARCELA |
| Chesf | 1.587.161 | 5.178.303 | 6.765.464 | 3.492.000 | 163.000 |
| Furnas | 2.878.028 | 744.248 | 3.622.276 | 67.000 | 187.000 |
| Eletrosul | 1.985.568 | - | 1.985.568 | 1.015.000 | 50.000 |
| Eletronorte | 1.682.268 | 35.492 | 1.717.760 | 897.000 | 42.000 |
| Total | 8.133.025 | 5.958.043 | 14.091.068 | 5.471.000 | 442.000 |

5 – Comercialização da energia de Itaipu e Proinfa na CCEE - sazonalização da garantia física

O Despacho ANEEL 3.572/2012 aprova o Procedimento de Comercialização da CCEE – Submódulo 3.3 que descreve o processo de sazonalização da garantia física dos agentes geradores, sendo esta permitida aos agentes detentores de outorga de empreendimentos de geração modelados na CCEE com garantia física definida em ato regulatório.

A sazonalização da garantia física é realizada anualmente, no mês de dezembro. À época da sazonalização, por meio de comunicado, a CCEE divulga o cronograma estabelecendo os prazos das atividades relacionadas e o agente não poderá declarar como valor de garantia física sazonalizada mensal, valores que ultrapassem os limites mensais de potência atribuídos a cada usina, considerando o número de horas de cada mês.

A sazonalização da garantia física de uma determinada usina é a conversão dos valores anuais médios (MWméd), definidos em ato regulatório, em valores mensais, expressos em termos de energia visando, entre outros, os cálculos da contabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP e das penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia pelos agentes, conforme Regras de Comercialização.

O Despacho 335/2013 da Aneel, permitiu alterar o prazo para sazonalização de garantia física para o período de 07 a 15 de fevereiro de 2013. Dessa forma, a sazonalização da garantia física para 2013 não ocorreu antecipadamente como estabelece o Procedimento de Mercado da CCEE criando condições para a sazonalização ex post da garantia física para janeiro e fevereiro de 2013.

No âmbito do MRE, a Usina de Itaipu tem sua sazonalização flat uma vez que a sua garantia física é igual às quotas de energia. Uma sazonalização flat é a distribuição uniforme da garantia física ao longo dos 12 meses do ano, portanto, não revestida de volatilidade.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) do PROINFA são sazonais pelas Eletrobras conforme informações dos empreendedores enviadas em setembro do ano anterior.

Nesse contexto, agentes de mercado estimaram as suas garantias físicas sazonais mês a mês para o ano de 2013, no período de 7 a 15 de fevereiro de 2013, quando já era passado o mês de janeiro e metade do mês de fevereiro, quando já conhecido o valor do PLD, permitindo a determinados agentes sobreestimar sua garantia física sazonalizada para esses meses.

A liquidação do mercado de curto prazo de janeiro e fevereiro de 2013 foi impugnada administrativamente pela Eletrobras junto à ANEEL, que acatou conforme Despacho ANEEL 627/2013, por se entender que foi prejudicial à ITAIPU e ao PROINFA, uma vez que pelas características flat de suas sazonalizações, estes agentes institucionais tenderão a sofrer maior exposição no Mercado de Curto Prazo. Referida liquidação monta a R\$ 567.900, sendo R\$ 514.900 relativas à Itaipu e R\$ 53.000 ao Proinfa.

A retomada da liquidação financeira na CEEE, portanto, encontra-se na dependência do resultado da Audiência Pública 018/2013 – aberta pela Aneel no período de 13 a 22 de março.

Cabe ressaltar que dadas as características institucionais da comercialização de energia da Itaipu e do Proinfa, pela Eletrobras, eventuais recursos da Eletrobras que venham a ser utilizados para cobrir saldos negativos da operação, serão resarcidos de forma remunerados com recursos da própria conta, com base em taxa de juros equivalente àquela que seria obtida com aplicação dos mesmos, em igual período de utilização.

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

Miguel Colasuonno
Diretor de Administração

Marcos Aurélio Madureira da Silva
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

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