

## **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 2011 e de 2010 (CONTROLADORA E CONSOLIDADO) (Em milhares de Reais)**

#### **NOTA 1 - INFORMAÇÕES GERAIS**

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras ou Companhia) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 4, Bloco B, 100, sala 203 - Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM e na Securities and Exchange Commission - SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) - Brasil, Madri (LATIBEX) - Espanha e Nova York (NYSE) - Estados Unidos da América. 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 (Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL, Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR, e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE) e em quatro empresas distribuidoras de energia elétrica Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron, Companhia Energética de Alagoas - Ceal e Companhia Energética do Piauí - Cepisa, além da Amazonas Energia - AME, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição.

A Companhia é controladora, também, da Eletrobras Participações S.A - Eletropar e, em regime de controle conjunto, da Itaipu Binacional - Itaipu, 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 indireta da empresa Boa Vista Energia, controlada integral da Eletronorte, que atua na geração e distribuição de energia elétrica em Boa Vista, no Estado de Roraima e das Sociedades de Propósito Específico RS Energia, Artemis Uirapuru e Porto Velho Transmissora, controladas integrais da Eletrosul; Estação Transmissora de Energia e Rio Branco Transmissora de energia, controladas integrais da Eletronorte.

A Companhia participa, também, de forma minoritária, em diversas sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com participação direta e/ou indireta, por meio de suas controladas. (Nota 14)

A Eletrobras 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 do Grupo foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 16 de abril de 2012.

## 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)<br>Não auditado | Ano de Vencimento |
|----------------------------------|-------------|---|-------------------|
| UHE Paulo Afonso I               | BA          | 180                                       | 2015              |
| UHE Paulo Afonso II              | BA          | 443                                       | 2015              |
| UHE Paulo Afonso III             | BA          | 794,2                                     | 2015              |
| UHE Paulo Afonso IV              | BA          | 2.462,40                                  | 2015              |
| UHE Apolônio Sales               | BA          | 400                                       | 2015              |
| UHE Luiz Gonzaga                 | BA          | 1.479,60                                  | 2015              |
| UHE Xingó                        | AL / SE     | 3.162,00                                  | 2015              |
| UHE Piloto                       | PE          | 2   | 2015              |
| UHE Araras                       | CE          | 4   | 2015              |
| UHE Funil                        | BA          | 30  | 2015              |
| UHE Pedra                        | BA          | 20,01                                     | 2015              |
| UHE Boa Esperança                | PI          | 237,3                                     | 2015              |
| UHE Sobradinho                   | BA / PE     | 1.050,30                                  | 2022              |
| UHE Curemas                      | PA          | 3,52                                      | 2024              |
| UTE Camaçari                     | BA          | 346,8                                     | 2027              |
| UHE Belo Monte                   | PA          | 11.233,10                                 | 2045              |
| EOL São Pedro do Lago            | BA          | 28,8                                      | 2046              |
| EOL Pedra Branca                 | BA          | 28,8                                      | 2046              |
| EOL Sete Gameleiras              | BA          | 28,8                                      | 2046              |
| UHE Tucuruí                      | PA          | 8.370,00                                  | 2024              |
| UHE Curuá-Uma                    | PA          | 30,3                                      | 2028              |
| UHE Samuel                       | RO          | 216,75                                    | 2029              |
| UHE Coaracy Nunes                | AP          | 76,95                                     | 2015              |
| UTE Rio Madeira                  | RO          | 119,35                                    | Indeterminado     |
| UTE Rio Acre                     | AC          | 45,49                                     | Indeterminado     |
| UTE Rio Branco I                 | AC          | 18,65                                     | Indeterminado     |
| UTE Rio Branco II                | AC          | 31,8                                      | Indeterminado     |
| UTE Santana                      | AP          | 60  | Indeterminado     |
| UTE Electron                     | AM          | 120                                       | Indeterminado     |
| UTE- Senador Arnon Afonso Farias | RR          | 85,99                                     | Indeterminado     |
| UHE Dardanelos                   | MT          | 261                                       | 2042              |
| UTE Serra do Navio               | SE          | 23,3                                      | 2037              |
| UTE Capivara                     | SE          | 29,8                                      | 2037              |
| Parque Eólico Miassaba 3         | RN          | 50,4                                      | 2045              |
| Parque Eólico Rei dos Ventos 3   | RN          | 48,6                                      | 2045              |
| UHE Passo São João               | RS          | 77  | 2041              |
| UHE Mauá                         | PR          | 361                                       | 2042              |
| UHE São Domingos                 | MS          | 48  | 2037              |
| PCH Barra do Rio Chapéu          | SC          | 15  | 2035              |
| PCH João Borges                  | SC          | 19  | 2035              |
| EOI Coxilha Negra V              | RS          | 30  | 2045              |
| EOI Coxilha Negra VI             | RS          | 30  | 2045              |
| EOI Coxilha Negra VII            | RS          | 30  | 2045              |
| UHE Jirau                        | RO          | 3.300,00                                  | 2043              |

|   |         |          |               |
|---|---------|----------|---------------|
| UTE Presidente Médici – Candiota I e II | RS      | 446      | 2015          |
| UTE Candiota III                        | RS      | 350      | 2041          |
| UTE São Jerônimo                        | RS      | 20       | 2015          |
| UTE Nutepa                              | RS      | 24       | 2015          |
| UHE Balbina                             | AM      | 277,5    | 2027          |
| UHE Aparecida                           | AM      | 251,5    | 2015          |
| UHE Aparecida                           | AM      | 251,5    | 2015          |
| UTE Mauá                                | AM      | 711,4    | 2015          |
| UTE Mauá                                | AM      | 711,4    | 2015          |
| UTE Mauá                                | AM      | 711,4    | 2015          |
| UTE Mauá                                | AM      | 711,4    | 2015          |
| Outras                                  | AM      | 597,1    | 2015          |
| UTE FLORES                              | AM      | 80       | 2015          |
| UTE Cidade Nova                         | AM      | 20       | 2015          |
| UTE Iranduba                            | AM      | 50       | 2015          |
| UTE Distrito                            | AM      | 40       | 2015          |
| UTE Santa Cruz                          | RJ      | 932      | 2015          |
| UTE São Jorge                           | AM      | 50       | 2015          |
| UHE Furnas                              | MG      | 1.216,00 | 2015          |
| UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho     | SP / MG | 1.050,00 | 2015          |
| UHE Marimbondo                          | SP / MG | 1.440,00 | 2017          |
| UHE Porto Clômbia                       | SP / MG | 320      | 2017          |
| UHE Mascarenhas de Moraes               | MG      | 476      | 2023          |
| UHE Funi                                | MG      | 216      | 2015          |
| UHE Itumbiara                           | MG / GO | 2.082,00 | 2020          |
| UHE Corumbá I                           | GO      | 375      | 2014          |
| UHE Manso                               | MG      | 212      | 2035          |
| UHE Serra da Mesa                       | GO      | 1.275,00 | 2011          |
| UTE Roberto Silveira                    | GO      | 30       | concedida     |
| UHE Batalha                             | MG / GO | 52,5     | 2041          |
| UHE Simplício/Anta                      | RJ / MG | 333,7    | 2041          |
| UHE Peixe Angical                       | TO      | 452      | 2036          |
| UHE Baguari                             | MG      | 140      | 2041          |
| UHE Foz do Chapecó                      | RS      | 855      | 2036          |
| UHE Serra do Facão                      | GO      | 212,58   | 2036          |
| UHE Retiro Baixo                        | MG      | 82       | 2041          |
| UTN                                     |         |          | Indeterminado |
| Angra I                                 | RJ      | 640      | Indeterminado |
| UTN Angra II                            | RJ      | 1.350,00 | Indeterminado |
| UTN Angra III                           | RJ      | 1.405,00 | Indeterminado |
| UHE Santo Antônio                       | RO      | 3.150,10 | 2043          |

A geração de energia elétrica considera as seguintes premissas:

- 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 dimensionado;
- existência, também, de períodos em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva, e
- 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 diários 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 (km)<br>Não auditado | Ano de<br>Vencimento |
|---|--------------|-------------------------------|----------------------|
| 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        | 586                           | 2038                 |
| LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara (SP), 600kv   | RO/SP        | 2375                          | 2039                 |
| LT Porto Velho - Samuel Ariqueles - 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        | 487                           | 2039                 |
| 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       | 314,8                         | 2015                 |
| LT 525 kV Caxias/Itá  | RS, SC       | 256                           | 2015                 |
| LT 525 kV Areia/Curitiba I  | PR           | 235,2                         | 2015                 |
| LT 525 kV Areia/Bateias   | PR           | 220,3                         | 2015                 |
| LT 525 kV Campos Novos/Caxias   | SC, RS       | 203,3                         | 2015                 |
| LT 525 kV Itá/Salto Santiago  | SC, PR       | 186,8                         | 2015                 |
| LT 525 kV Areia/Campos Novos  | PR, SC       | 176,3                         | 2015                 |
| LT 525 kV Areia/Ivaiporã  | PR           | 173,2                         | 2015                 |
| LT 525 kV Ivaiporã/Salto Santiago   | PR           | 167                           | 2015                 |
| LT 525 kV Blumenau/Curitiba   | SC, PR       | 136,3                         | 2015                 |
| LT 525 kV Ivaiporã/Londrina   | PR           | 121,9                         | 2015                 |
| Outras LT de 525 kV   | -            | 395,4                         | 2015                 |
| LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1  | RS           | 237,4                         | 2038                 |
| LT 230 kV Dourados/Guaíra   | MS, PR       | 226,5                         | 2015                 |
| LT 230 kV Monte Claro/Passo Fundo   | RS           | 211,5                         | 2015                 |
| LT 230 kV Anastácio/Dourados  | MS           | 210,9                         | 2015                 |
| LT 230 kV Passo Fundo/Nova Prata 2  | RS           | 199,1                         | 2015                 |
| LT 230 kV Areia/Ponta Grossa  | PR           | 181,6                         | 2015                 |
| LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 2   | PR           | 181,3                         | 2015                 |
| LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 1   | PR           | 181,2                         | 2015                 |
| LT 230 kV Salto Osório/Xanxerê  | PR, SC       | 162                           | 2015                 |
| LT 230 kV Areia/Salto Osório 1  | PR           | 160,5                         | 2015                 |
| LT 230 kV Areia/Salto Osório 2  | PR           | 160,3                         | 2015                 |
| LT 230 kV Londrina/Assis 1  | PR, SP       | 156,6                         | 2015                 |
| LT 230 kV Blumenau/Palhoça  | SC           | 133,9                         | 2015                 |
| LT 230 kV Biguaçu/Blumenau 2  | SC           | 129,5                         | 2015                 |
| LT 230 kV Areia/São Mateus do Sul   | PR           | 129                           | 2015                 |
| LT 230 kV Cascavel/Guaíra   | PR           | 126,2                         | 2015                 |
| LT 230 kV Lageado Grande/Siderópolis  | RS, SC       | 121,9                         | 2015                 |
| LT 230 kV Jorge Lacerda "B"/Palhoça   | SC           | 121,3                         | 2015                 |
| LT 230 kV Curitiba/São Mateus do Sul  | PR           | 116,7                         | 2015                 |
| LT 230 kV Blumenau/Jorge Lacerda "B"  | SC           | 116,4                         | 2015                 |
| LT 230 kV Campo Mourão/Apucarana  | PR           | 114,5                         | 2015                 |
| LT 230 kV Assis/Londrina  | SP, PR       | 114,3                         | 2015                 |
| LT 230 kV Atlântida 2/Gravataí 3  | RS           | 102                           | 2015                 |
| Outras LT de 230 kV   | -            | 1556                          | 2015                 |
| LT 138 kV Jupiá/Mimoso 1  | SP, MS       | 218,7                         | 2015                 |
| LT 138 kV Jupiá/Mimoso 3  | SP, MS       | 218,7                         | 2015                 |
| LT 138 kV Jupiá/Mimoso 4  | SP, MS       | 218,7                         | 2015                 |
| LT 138 kV Jorge Lacerda "A"/Palhoça 1   | SC           | 108,6                         | 2015                 |
| LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 1   | MS           | 108,3                         | 2015                 |
| LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 3   | MS           | 108,3                         | 2015                 |
| LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 4   | MS           | 108,3                         | 2015                 |
| LT 138 kV Dourados das Nações/Ivinhema  | MS           | 94,7                          | 2015                 |
| Outras LT de 138 kV   | -            | 657                           | 2015                 |
| LT 132 kV Conversora de frequência de Uruguaiana/Paso de Los Libres   | RS           | 12,5                          | 2015                 |
| LT 69 kV Salto Osório/Salto Santiago  | PR           | 56,2                          | 2015                 |
| LT 345 kV Furnas - Pimenta II   | MG           | 66                            | 2035                 |
| 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           | 2375                          | 2038                 |
| 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                 |
| 2 LT 138 kV Unidade Geradora - Sistema Interligado Nacional; LT 138 kV, Subestação Elevadora  |              | 33                            | 2035                 |
| 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           | 88                            | 2015                 |
| LT 230 kV CS Barra dos Coqueiros - Quirinópolis   | MS , GO , MT | ND                            | 2039                 |
| LT 230 kV CD Chapadão - Jataí Taquari   | MS , GO , MT | ND                            | 2039                 |

|  |              |          |      |
|--|--------------|----------|------|
| LT 230 kV CS Palmeiras – Edéia   | MS , GO , MT | ND       | 2039 |
| 2 LT 500 kV no seccionamento da LT Campinas – Ibiúna e a SE Itatiba 500/138 kV; LT 500/138 kV, Subestação Itatiba e LT 500 kV, Subestação Campinas e SE Ibiúna                                   | SP           | 1        | 2039 |
| LT 345 kV Montes Claros – Irapé  | MG           | 138      | 2034 |
| LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora  | MG           | 144      | 2035 |
| 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           | 135      | 2037 |
| LT 230 kV Funi/Itapebi (BA)  | BA           | 197,8    | 2015 |
| 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           | 152      | 2038 |
| LT 230 kV Picos/Tauá (PI/CE)   | PI/CE        | 183,2    | 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           | 24       | 2039 |
| LT 230 kV Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB)  | PE/PB        | 96,7     | 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     | 6        | 2039 |
| LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II (BA)  | BA           | 152      | 2038 |
| LT 500/230 kV Subestação Camaçari IV   | BA           | 80,84    | 2040 |
| LT 230/69 kV Subestação Arapiraca III; LT 230kV Circuito duplo rio LargoII/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        | 546      | 2034 |
| 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 |
| 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); LT 500 kV Subestação Pecém II (CE) e LT 230 kV Aquiraz II (CE)   | MA/ CE       | 96       | 2040 |
| SE - Campos Novos  | SC           | 2.466,00 | 2015 |
| SE - Caxias  | RS           | 2.016,00 | 2015 |
| SE - Gravataí  | RS           | 2.016,00 | 2015 |
| SE - Nova Santa Rita   | RS           | 2.016,00 | 2015 |
| SE - Blumenau  | SC           | 1.962,00 | 2015 |
| SE - Curitiba  | PR           | 1.344,00 | 2015 |
| SE - Londrina  | PR           | 1.344,00 | 2015 |
| SE - Santo Ângelo  | RS           | 1.344,00 | 2015 |
| SE - Biguaçu   | SC           | 300      | 2015 |
| SE - Biguaçu   | SC           | 672      | 2035 |
| SE - Joinville   | SC           | 691      | 2015 |
| SE - Areia   | PR           | 672      | 2015 |
| SE - Itajaí  | SC           | 525      | 2015 |
| SE - Xanxerê   | SC           | 450      | 2015 |
| SE - Jorge Lacerda "A"   | SC           | 399,8    | 2015 |
| SE - Palhoça   | SC           | 384      | 2015 |
| SE - Siderópolis   | SC           | 364      | 2015 |
| SE - Assis   | SP           | 336      | 2015 |
| SE - Joinville Norte   | SC           | 300      | 2015 |
| SE - Atlântida 2   | RS           | 249      | 2015 |
| SE - Canoinhas   | SC           | 225      | 2015 |
| SE - Dourados  | MS           | 225      | 2015 |
| SE - Caxias 5  | RS           | 215      | 2015 |
| SE - Passo Fundo   | RS           | 168      | 2015 |
| SE - Tapera 2  | RS           | 166      | 2015 |
| SE - Gravataí 3  | RS           | 165      | 2015 |
| SE - Desterro  | SC           | 150      | 2015 |
| SE - Missões   | RS           | 150      | 2039 |
| SE - Anastácio   | MS           | 150      | 2015 |
| SE - Ilhota  | SC           | 100      | 2015 |
| Outras subestações   | -            | 404,5    | 2015 |

### III - Distribuição de Energia Elétrica

| Companhia             | Região Geográfica  | Municípios Atendidos | Ano de Vencimento da Concessão |
|-----------------------|--------------------|----------------------|--------------------------------|
|                       |                    | Não auditado         |                                |
| Distribuição Acre     | Estado do Acre     | 25                   | 2015                           |
| Distribuição Rondônia | Estado de Rondônia | 52                   | 2015                           |
| Distribuição Alagoas  | Estado de Alagoas  | 102                  | 2015                           |
| Distribuição Piauí    | Estado do Piauí    | 224                  | 2015                           |
| Amazonas Energia      | Estado do Amazonas | 62                   | 2015                           |
| Distribuição Roraima  | Estado de Roraima  | 1                    | 2015                           |

O prazo de concessão nas tabelas acima representa a média da data de vencimento das concessões adquiridas para cada companhia.

Caso as concessões das controladas da Companhia, não sejam renovadas ou venham a ocorrer mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

### NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

#### 3.1. Base de preparação

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

As 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 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 emitidas pelo Comitê de



Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

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, as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais diferem do IFRS aplicável as 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.

### **(c) mudanças nas políticas contábeis e divulgações**

As alterações e interpretações a seguir foram publicadas e são obrigatórias para os períodos contábeis iniciados após 1º de janeiro de 2012, e não houve adoção antecipada dessas normas por parte da Companhia.

| <u>Norma</u>  | <u>Exigências-chave</u>   | <u>Data de vigência</u> |
|---|---|-------------------------|
| Alteração ao IAS 12 - "Impostos sobre a Renda" sobre tributos diferidos | <p>Atualmente, o IAS 12 - "Impostos sobre a Renda" requer que os tributos diferidos sejam mensurados com base na expectativa de recuperação do valor contábil do ativo, pelo seu uso ou venda.</p> <p>No entanto, para as "Propriedades para Investimento" mensuradas pelo valor justo segundo o IAS 40, pode ser difícil e subjetivo avaliar se a recuperação será através de uso ou venda.</p> <p>Esta alteração, portanto, introduz uma exceção ao princípio existente para mensurar o imposto diferido ativo ou passivo sobre propriedade para investimento mensurada ao valor justo. A alteração ao IAS 12 resultou na incorporação do SIC 21 - "Impostos sobre Renda - Recuperação de ativos não depreciáveis reavaliados" não mais será aplicável a propriedades para investimento</p> | 1º de janeiro de 2012   |



| Norma   | Exigências-chave   | Data de vigência      |
|---|--|-----------------------|
|   | lançadas a valor justo. As alterações também incorporam ao IAS 12 as orientações anteriormente contidas no SIC 21, que foi eliminado.  |                       |
| 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.  | 1º de julho de 2012   |
| Alteração ao IAS 19 - "Benefícios a Empregados"   | Estas alterações eliminam a abordagem do corredor e requerem que se calcule os custos financeiros com base na captação líquida.  | 1º de janeiro de 2013 |
| 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 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável. | 1º de janeiro de 2013 |
| IFRS 10 - "Demonstrações"   | O objetivo do IFRS 10 é estabelecer princípios para a  | 1º de janeiro de 2013 |

| Norma   | Exigências-chave  | Data de vigência      |
|---|---|-----------------------|
| Financeiras Consolidadas"                                       | apresentação e preparação de demonstrações financeiras consolidadas, quando houver pelo menos uma relação controlada-controladora. Define os princípios e estabelece conceito de controle como base da consolidação. Estabelece como aplicar o princípio de controle para identificar se uma empresa investida deve ser considerada controlada e, portanto, consolidada. Define as exigências na preparação das demonstrações financeiras consolidadas.   |                       |
| IFRS 11 - "Acordos Conjuntos"                                   | <p>O IFRS 11 prevê uma abordagem mais realista para acordos conjuntos, com foco maior nos direitos e obrigações de acordo, ao invés de em sua forma jurídica. Os acordos conjuntos são classificados em dois tipos: operações conjuntas e <i>joint ventures</i>.</p> <p>Operações conjuntas são aquelas em que os operadores em conjunto, têm direitos sobre os ativos e obrigações relacionados a esse acordo e, portanto, contabilizam sua parcela dos ativos, passivos, receitas e despesas. <i>Joint ventures</i> existem quando os operadores em conjunto têm direitos sobre o ativo líquido do acordo e, portanto, contabilizam sua participação de acordo com o método de equivalência patrimonial. A consolidação proporcional de <i>joint ventures</i> não é mais permitida.</p> | 1º de janeiro de 2013 |
| IFRS 12 - "Divulgações sobre Participações em Outras Entidades" | O IFRS 12 trata das exigências de divulgação para todas as formas de participação em outras entidades, incluindo acordos conjuntos, associações,  | 1º de janeiro de 2013 |

| Norma   | Exigências-chave  | Data de vigência      |
|---|---|-----------------------|
|   | participações com fins específicos e outras participações não registradas contabilmente.  |                       |
| 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.<br><br>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. | 1º de janeiro de 2013 |
| IAS 27 (revisado em 2011) - "Demonstrações Financeiras Separadas"                           | O IAS 27 (revisado em 2011) inclui outras considerações sobre demonstrações financeiras separadas, além das disposições sobre controle do IAS 27 incluídas no novo IFRS 10.   | 1º de janeiro de 2013 |
| IAS 28 (revisado em 2011) - "Coligadas e Controladas em Conjunto ( <i>Joint Ventures</i> )" | O IAS 28 (revisado em 2011) requer que controladas em conjunto e coligadas sejam avaliadas pelo método de equivalência patrimonial a partir da emissão do IFRS 11.  | 1º de janeiro de 2013 |

A Companhia esta avaliando o impacto sobre suas Demonstrações Financeiras, não tendo sido, ainda, editadas normas correspondentes no Brasil.

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, a qual requer que qualquer montante excedente ao custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado. As contraprestações transferidas bem como o valor justo líquido dos ativos e passivos são mensurados utilizando-se os mesmos critérios aplicáveis as 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 2011 e 2010, e das operações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010, 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, as diferenças na taxa de câmbio são reconhecidas em ajustes acumulados de conversão.

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

a) Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;

b) Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompanhias;

c) Eliminação das receitas e despesas intercompanhias;

d) Destaque da participação dos demais acionistas minoritários no Patrimônio Líquido e na Demonstração do Resultado das empresas investidas consolidadas; e

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:

|  | 31/12/2011    |                 | 31/12/2010    |                 |
|--|---------------|-----------------|---------------|-----------------|
|  | Participação  |                 | Participação  |                 |
| Controladas<br>(Consolidação integral)                 | <u>Direta</u> | <u>Indireta</u> | <u>Direta</u> | <u>Indireta</u> |
| Amazonas Energia                                       | 100%          | -               | 100%          | -               |
| Ceal   | 100%          | -               | 75%           | -               |
| Cepisa   | 100%          | -               | 99%           | -               |
| Ceron  | 100%          | -               | 100%          | -               |
| CGTEE  | 100%          | -               | 100%          | -               |
| Chesf  | 100%          | -               | 99%           | -               |
| Eletroacre   | 93%           | -               | 93%           | -               |
| Eletronorte  | 99%           | -               | 99%           | -               |
| Eletronuclear  | 100%          | -               | 100%          | -               |
| Eletropar  | 84%           | -               | 82%           | -               |
| Eletrosul  | 100%          | -               | 100%          | -               |
| Furnas   | 100%          | -               | 100%          | -               |
| RS Energia   | -             | 100%            | -             | 100%            |
| Porto Velho Transmissora                               | -             | 100%            | -             | 49%             |
| Boa Vista Energia                                      | -             | 100%            | -             | 100%            |
| Estação Transmissora                                   | -             | 100%            | -             | 49%             |
| Artemis  | -             | 100%            | -             | 49%             |
| Rio Branco Transmissora                                | -             | 100%            | -             | 49%             |
| Uirapuru   | -             | 75%             | -             | 75%             |
| Controladas em Conjunto<br>(Consolidação proporcional) | Participação  |                 | Participação  |                 |
|  | <u>Direta</u> | <u>Indireta</u> | <u>Direta</u> | <u>Indireta</u> |
| Itaipu   | 50%           | -               | 50%           | -               |
| Inambari   | 29%           | 49%             | 29%           | 49%             |
| Norte Energia  | 15%           | 49%             | -             | -               |
| CHC  | 50%           | -               | 50%           | -               |
| Amazônia Eletronorte                                   | -             | 49%             | -             | 49%             |
| Baguari  | -             | 31%             | -             | 31%             |
| Brasnorte  | -             | 50%             | -             | 50%             |
| Brasventos Eolo Geradora de Energia                    | -             | 25%             | -             | 25%             |
| Brasventos Miassaba 3                                  | -             | 25%             | -             | 25%             |
| Caldas Novas Transmissão                               | -             | 50%             | -             | 50%             |
| Centro Oeste de Minas                                  | -             | 49%             | -             | 49%             |
| Chapecoense  | -             | 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 I                      | - | 90% | - | -   |
| Cerro Chato II                     | - | 90% | - | -   |
| Cerro Chato III                    | - | 90% | - | -   |
| 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% | - | -   |
| Minuano I                          | - | 49% | - | 49% |
| Minuano II                         | - | 49% | - | 49% |
| Norte Brasil Transmissora          | - | 49% | - | 49% |
| Pedra Branca                       | - | 49% | - | -   |
| Rei dos Ventos 3 Geradora          | - | 25% | - | 25% |
| Retiro Baixo                       | - | 49% | - | 49% |
| São Pedro do Lago                  | - | 49% | - | -   |
| Serra do Facão                     | - | 50% | - | 50% |
| Santa Vitória do Palmar Holding    | - | 49% | - | 49% |
| Sete Gameleiras                    | - | 49% | - | -   |
| Sistema de Transmissão Nordeste    | - | 49% | - | 49% |
| Sul Brasileira                     | - | 80% | - | 80% |
| 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 o Grupo 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 o Grupo 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 a 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 da Companhia naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido da Companhia 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 com Itaipu Binacional são originalmente elaboradas em dólares norte-americanos (moeda funcional). Os ativos e passivos foram convertidos para reais, à taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2011 - US\$ 1.00 - R\$ 1,8758, divulgada pelo Banco Central do Brasil (31 de dezembro de 2010 - US\$ 1.00 - R\$ 1,6662), 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 de 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.

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.

## **(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 reconhecidas no resultado no exercício em que ocorrerem, 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.

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 classificados 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 das aquisições, que não excede ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização.

### **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 os 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), que deste modo estão demonstrados ao valor de custo, deduzidos de depreciação e pela perda por redução ao valor recuperável acumuladas. 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 e com base em parecer de consultor jurídico independente, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (vide detalhes na Nota 15).

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) 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 as taxas dos 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 em nível de 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.

#### **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 Companhia, 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 dos contratos antigos é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo que

para os novos os contratos de transmissão é estabelecida uma Receita Anual Permitida – RAP, que vigora por todo o prazo de concessão, sendo 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.

- 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 alterada 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)
- d)

## 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 infra-estrutura 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 infra-estrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização;

### 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;



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.

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 publica-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 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 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.

#### 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 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 infra-estrutura 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 – não aplicável tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A única exceção refere-se a geração da Amazonas Energia que é destinada exclusivamente para a operação de distribuição e que possui um mecanismo tarifário específico;
- 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 a parte significativa da vida-útil da planta.

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

- c) O fluxo financeiro foi estabelecido de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023;
- d) 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.
- e) 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 Eletrobras, 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 registrado a valor justo, e subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos.
- f) 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 e transmissoras 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 de energia elétrica são remunerados com base na remuneração WACC regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento.

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 classificado como intangível). O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizados 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 18).

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

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

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

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária 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 montante 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 reflita 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 montante 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 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 também anualmente é efetuado o teste de recuperabilidade através do fluxo de caixa descontado.

### **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**

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 01 de janeiro de 2009 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 e contribuição social (IRPJ e 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.

### **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

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 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 de 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, ou não, são 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.

### 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.

### 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 reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi

reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

#### 3.17.4. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou empréstimos e financiamentos.

##### (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) Empréstimos e financiamentos

Empréstimos e financiamentos 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. 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 as garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (vide nota 21).

#### 3.17.6. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia não 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 42 inclui informações mais detalhadas

sobre os instrumentos financeiros derivativos. Determinadas controladas em conjunto contrataram operações de derivativos, sendo que em alguns casos foi aplicado 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*.

### 3.17.7. 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.

### 3.17.8. 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.

#### (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.

### **3.18. Benefícios pós-emprego**

#### **3.18.1. Obrigações de aposentadoria**

A Companhia e suas controladas operam 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).

### 3.19.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto nos pronunciamentos CPC 25 e IAS 37, 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 técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência. (vide Nota 31).

### 3.19.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingenciais 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 no 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 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

O JCP é imputado aos dividendos do exercício, sendo calculado 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:

- Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;



- Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e
- 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 concedidos ao comprador 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 pode 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 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 inclusive 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 a 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.

## **NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS**

Estimativas contábeis são aquelas decorrentes da aplicação de julgamentos subjetivos e complexos, por parte da Administração da Companhia e de suas controladas, frequentemente como decorrentes da necessidade de reconhecer impactos importantes para demonstrar adequadamente a posição patrimonial e de resultado das entidades. As estimativas contábeis tornam-se críticas à medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a condição futura dessas incertezas, tornando os julgamentos ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das presentes Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas a Administração adotou estimativas e premissas baseada na experiência histórica e outros fatores que entendem como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. 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 ativos e passivos e de resultado das operações são inerentemente incertos, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Administração da Companhia e de suas controladas formam seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

**I) Ativo Fiscal Diferido** – o método para apuração e contabilização do IRPJ e CSLL passivos é aplicado para determinação do IRPJ e CSLL diferidos gerados por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais e para compensação com prejuízos fiscais e bases negativas de CSLL acumulados. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. 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 10).

**II) Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração** – A Administração da Companhia e de suas controladas adotam 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 podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa 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 na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país, disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pelas empresas controladas da Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada pela Administração a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor contábil residual existente ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide nota 18).

**III) Provisão para desmobilização de ativos** - A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletrônicas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo esperado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (vide nota 31).

**IV) Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público** - A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito de recebimento integral de indenização do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados. Existe discussão de interpretação legal e regulatória sobre a base de determinação do valor indenizável, havendo diferentes interpretações. Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, a Companhia baseada em parecer de consultor jurídico independente adotou a premissa de que será indenizada pelo valor residual contábil ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos de geração que possuem cláusula de indenização prevista nos contratos e das operações de transmissão e distribuição de energia elétrica que foram classificadas no escopo da ICPC-01/IFRIC-12 (vide nota 16).

**V) Obrigações atuariais** - As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas demonstrações financeiras podem ser distintos,

sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas à época do julgamento efetuado para estabelecimento das premissas (vide nota 29).

**VI) Vida útil dos bens do imobilizado** - A administração da Eletrobrás e suas controladas utilizam 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 115).

## NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

|                                   | CONTROLADORA |            | CONSOLIDADO |            |
|-----------------------------------|--------------|------------|-------------|------------|
|                                   | 31/12/2011   | 31/12/2010 | 31/12/2011  | 31/12/2010 |
| I - Caixa e Equivalente de Caixa: |              |            |             |            |
| Caixa e Bancos                    | 1.819        | -          | 389.191     | 762.332    |
| Aplicações Financeiras            | 1.394.910    | 5.598.702  | 4.570.596   | 8.457.837  |
|                                   | 1.396.729    | 5.598.702  | 4.959.787   | 9.220.169  |
| II - Caixa Restrito:              |              |            |             |            |
| Recursos da CCC                   | 2.194.946    | 1.287.256  | 2.194.946   | 1.287.255  |
| Comercialização - Itaipu          | 176.940      | 13.175     | 176.940     | 13.175     |
| Comercialização - PROINFA         | 662.751      | 757.787    | 662.752     | 757.788    |
|                                   | 3.034.638    | 2.058.218  | 3.034.638   | 2.058.218  |
|                                   | 4.431.367    | 7.656.920  | 7.994.425   | 11.278.387 |

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 média da SELIC.

## NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas classificam os títulos de longo prazo como mantidos até o vencimento e apesar dos vencimentos serem de longo prazo a Companhia possui programa de investimento de curto prazo que indica a necessidade de utilização desses recursos antes do vencimento classificando esses ativos como circulante.

Os títulos e valores mobiliários mantidos até o vencimento estão registrados pelo custo de aquisição, acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado, e 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 FINOR e FINAN, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização, e portanto, apresentados líquidos:

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

#### CONTROLADORA

| CIRCULANTE               |                                     |             |            |            |            |
|--------------------------|-------------------------------------|-------------|------------|------------|------------|
| Titulos                  | Agente<br>Financeiro<br>Custodiante | Vencimento  | Indexador  | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
| LFT                      | Banco do Brasil                     | Até 90 dias | Pre-fixado | 7.549.911  | 5.325.193  |
| LTN                      | Banco do Brasil                     | Até 90 dias | Pre-fixado | 429.992    | 420.233    |
| NTN- B                   | Banco do Brasil                     | Até 90 dias | Pre-fixado | 69.762     | 51.616     |
| NTN- F                   | Banco do Brasil                     | Até 90 dias | Pre-fixado | 19.751     | 14.912     |
| 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     | -          |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil                     | 09/07/12    | TR         | 30         | -          |
| OUTROS                   |                                     |             |            | (41)       | (187)      |
|                          |                                     |             |            | 8.499.178  | 5.811.767  |
| NÃO CIRCULANTE           |                                     |             |            |            |            |
| Titulos                  | Agente<br>Financeiro<br>Custodiante | Vencimento  | Indexador  | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
| CFT-E1                   | Banco do Brasil                     | 01/08/12    | IGP-M      | -          | 248.950    |
| NTN-P: 741536            | Banco do Brasil                     | 01/03/12    | TR         | -          | 80.733     |
| NTN-P: 741566            | Banco do Brasil                     | 01/06/12    | TR         | -          | 58.471     |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil                     | 26/02/12    | TR         | -          | 15.865     |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil                     | 09/07/12    | TR         | -          | 28         |
| FINOR/FINAM              |                                     |             |            | 3.064      | 3.565      |
| RENDIMENTOS DE PARCERIAS |                                     |             |            | 163.740    | 158.884    |
| PARTES BENEFICIÁRIAS     |                                     |             |            | 212.419    | 194.761    |
| OUTROS                   |                                     |             |            | 484        | 493        |
|                          |                                     |             |            | 379.707    | 761.750    |

## CONSOLIDADO

| CIRCULANTE    |                               |             |            |            |            |
|---------------|-------------------------------|-------------|------------|------------|------------|
| Titulos       | Agente Financeiro Custodiante | Vencimento  | Indexador  | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
| LFT           | Banco do Brasil               | Até 90 dias | Pre-fixado | 9.751.563  | 6.281.655  |
| LTN           | Banco do Brasil               | Até 90 dias | Pre-fixado | 563.120    | 426.077    |
| NTN- B        | Banco do Brasil               | Até 90 dias | Pre-fixado | 69.762     | 51.616     |
| NTN- F        | Banco do Brasil               | Até 90 dias | Pre-fixado | 19.751     | 14.912     |
| 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     | -          |
| OUTROS        |                               |             |            | 418.535    | (187)      |
|               |                               |             |            | 11.252.504 | 6.774.073  |

| NÃO CIRCULANTE           |                   |            |           |            |            |
|--------------------------|-------------------|------------|-----------|------------|------------|
| Titulos                  | Agente Financeiro | Vencimento | Indexador | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
| CFT- E1                  | Banco do Brasil   | 01/08/12   | IGP- M    | -          | 248.950    |
| NTN- P                   | Banco do Brasil   | 28/12/15   | TR        | 332        | 318        |
| NTN- P                   | Banco do Brasil   | 09/07/14   | TR        | 178        | 170        |
| NTN- P                   | Banco do Brasil   | 09/07/12   | TR        | -          | 358        |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil   | 09/07/12   | TR        | -          | 744        |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil   | 09/07/12   | TR        | -          | 610        |
| NTN-P: 740100            | Banco do Brasil   | 01/01/25   | TR        | 41         | 38         |
| NTN-P: 740100            | Banco do Brasil   | 01/01/24   | TR        | 7          | 7          |
| NTN-P: 740100            | Banco do Brasil   | 01/01/21   | TR        | -          | 1          |
| NTN-P: 740100            | Banco do Brasil   | 01/01/20   | TR        | -          | 1          |
| NTN-P: 740100            | Banco do Brasil   | 28/12/15   | TR        | -          | 772        |
| NTN-P: 741536            | Banco do Brasil   | 21/03/18   | TR        | 2          | 2          |
| NTN-P: 741536            | Banco do Brasil   | 01/03/12   | TR        | -          | 80.733     |
| NTN-P: 741566            | Banco do Brasil   | 28/12/15   | TR        | 92         | 126        |
| NTN-P: 741566            | Banco do Brasil   | 01/06/12   | TR        | -          | 58.471     |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil   | 16/06/15   | TR        | -          | 27         |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil   | 22/07/13   | TR        | -          | 3          |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil   | 09/07/12   | TR        | -          | 28         |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil   | 26/02/12   | TR        | -          | 15.865     |
| NTN-P: 741806            | Banco do Brasil   | 28/12/04   | TR        | 3          | 3          |
| NTN-P: 760199            | Banco do Brasil   | 15/05/17   | TR        | 127        | 116        |
| FINOR/FINAM              |                   |            |           | 3.064      | 3.565      |
| PARTES BENEFICIÁRIAS     |                   |            |           | 163.740    | 158.884    |
| RENDIMENTOS DE PARCERIAS |                   |            |           | 212.419    | 194.761    |
| OUTROS                   |                   |            |           | 18.353     | 5.352      |
|                          |                   |            |           | 398.358    | 769.905    |

a) CFT- E1 - Títulos públicos com remuneração equivalente à variação do IGP-M, sem juros, com data de resgate fixada em de agosto de 2012. A controladora mantém provisão para ajuste a valor de mercado na data base de 31 de dezembro de 2011, no montante de R\$ 99.129 (31 de dezembro de 2010 - R\$ 93.673), apurada com base em deságios praticados no mercado de capitais, apresentada como redutora do respectivo ativo.

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



c) 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% a.a. sobre o capital aportado, como demonstrado a seguir:

|         | CONTROLADORA E CONSOLIDADO |                |
|---------|----------------------------|----------------|
|         | 31/12/2011                 | 31/12/2010     |
| EATE    | -                          | 23.214         |
| Tangará | 117.770                    | 96.782         |
| Guascor | 45.970                     | 38.187         |
| Outras  | -                          | 701            |
|         | <u>163.740</u>             | <u>158.884</u> |

d) 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 |                |
|-------------------------|----------------------------|----------------|
|                         | 31/12/2011                 | 31/12/2010     |
| 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 | (440.156)                  | (457.815)      |
| Valor justo             | <u>212.419</u>             | <u>194.760</u> |

e) Finor/Finan - 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\$ 292.456 (31 de dezembro de 2010 - R\$ 291.772), sendo apresentada como redutora do respectivo ativo.

## NOTA 7 – CLIENTES

|                               | CONSOLIDADO      |                         |                  |                  | 31/12/2010       |
|-------------------------------|------------------|-------------------------|------------------|------------------|------------------|
|                               | 31/12/2011       |                         |                  |                  |                  |
|                               | A vencer         | Vencidos<br>até 90 dias | + de 90 dias     | Total            |                  |
| CIRCULANTE                    |                  |                         |                  |                  | Total            |
| AES ELETROPAULO               | 104.400          | -                       | -                | 104.400          | 117.182          |
| AES SUL                       | 12.974           | -                       | 37               | 13.011           | 28.064           |
| AMPLA                         | 41.908           | -                       | -                | 41.908           | 42.731           |
| ANDE                          | 52.115           | -                       | -                | 52.115           | 42.224           |
| EBE                           | 25.574           | -                       | 46               | 25.620           | 15.147           |
| CEA                           | 16.383           | 33.541                  | 1.043.717        | 1.093.641        | 926.366          |
| CEB                           | 14.913           | -                       | 12               | 14.925           | 11.650           |
| CEEE-D                        | 37.325           | -                       | 41               | 37.366           | 37.890           |
| CELESC                        | 37.422           | -                       | -                | 37.422           | 50.436           |
| CELG                          | 43.575           | -                       | 55.393           | 98.968           | 95.964           |
| CELPA                         | 46.032           | 24.887                  | 9.845            | 80.764           | 47.125           |
| CELPE                         | 39.465           | 438                     | -                | 39.903           | 44.451           |
| CEMAR                         | 32.021           | -                       | -                | 32.021           | 32.427           |
| CEMIG                         | 78.205           | 17.401                  | 17.475           | 113.081          | 85.137           |
| CESP                          | 3.524            | -                       | -                | 3.524            | 2.799            |
| COELCE                        | 34.437           | -                       | -                | 34.437           | 31.451           |
| COELBA                        | 72.858           | -                       | -                | 72.858           | 77.398           |
| COPEL                         | 102.247          | -                       | -                | 102.247          | 101.704          |
| CPFL                          | 64.826           | -                       | -                | 64.826           | 19.400           |
| ELEKTRO                       | 52.614           | -                       | -                | 52.614           | 55.185           |
| ENERSUL                       | 20.534           | -                       | -                | 20.534           | 14.587           |
| ESCELSA                       | 26.395           | -                       | -                | 26.395           | 27.298           |
| LIGHT                         | 89.994           | -                       | -                | 89.994           | 84.798           |
| PIRATININGA                   | 8.538            | -                       | -                | 8.538            | 3.379            |
| RGE                           | 7.698            | -                       | -                | 7.698            | 3.907            |
| Comercialização CCEE          | 136.433          | 1.577                   | 295.430          | 433.440          | 568.950          |
| Uso da Rede Elétrica          | 508.667          | 4.993                   | 94.755           | 608.415          | 468.639          |
| PROINFA                       | 405.305          | 21.760                  | 152.363          | 579.428          | 428.629          |
| Consumidores                  | 450.660          | 247.182                 | 474.632          | 1.172.474        | 1.027.149        |
| Poder público                 | 82.923           | 50.281                  | 332.131          | 465.335          | 454.334          |
| Rolagem da dívida dos Estados | -                | -                       | 187.625          | 187.625          | 128.635          |
| (-) PCLD                      | (16.383)         | (33.541)                | (2.373.095)      | (2.423.019)      | (2.130.896)      |
| Outros                        | 511.772          | 2.871                   | 544.803          | 1.059.516        | 835.790          |
|                               | <u>3.145.354</u> | <u>371.390</u>          | <u>835.210</u>   | <u>4.352.024</u> | <u>3.779.930</u> |
| NÃO CIRCULANTE                |                  |                         |                  |                  |                  |
| Celg                          | 66.368           | -                       | -                | 66.368           | 141.037          |
| Rolagem da dívida dos Estados | 1.005.383        | -                       | -                | 1.005.383        | 1.096.291        |
| Outros                        | -                | -                       | 407.243          | 407.243          | 468.964          |
|                               | <u>1.071.751</u> | <u>-</u>                | <u>407.243</u>   | <u>1.478.994</u> | <u>1.706.292</u> |
|                               | <u>4.217.105</u> | <u>371.390</u>          | <u>1.242.452</u> | <u>5.831.018</u> | <u>5.486.222</u> |

### I - Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do PROINFA geraram um resultado líquido negativo no exercício de 2011 de R\$ 128.681 (31 de dezembro de 2010 – positivo em R\$ 97.787), 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\$ 579.428 do Proinfa referente a Controladora.

### 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 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 – Créditos Renegociados

Os créditos renegociados formalizam-se por contratos de parcelamentos de débitos acumulados pelos devedores, preveem juros e atualizações monetárias, com prazos fixados para a amortização do principal e dos encargos, e são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia, onde cabe destaque os saldos provenientes das operações com a CELG no montante de R\$ 165.336 (R\$ 237.001 em 31 de dezembro de 2010) e a rolagem da dívida com os estados no montante de R\$ 1.193.008 (R\$ 672.678 em 31 de dezembro de 2010).

### IV - Rolagem da dívida dos Estados

Mediante o Instrumento Particular de Confissão de Dívidas e Outras Avenças, firmado em 12 de dezembro de 2003 entre a controlada FURNAS e Celg, no montante de R\$ 378.938 mil, tendo como interveniente e anuente o Banco do Brasil S.A., a Celg reconheceu um débito referente ao faturamento de energia própria, sendo estabelecidas as seguintes cláusulas financeiras para liquidação dos compromissos:

- (i) O prazo estimado de pagamento é de 216 meses, sendo o saldo devedor corrigido mensalmente pelo IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, acrescido de juros pro rata die à taxa de 1% a.m.
- (ii) Os pagamentos mensais são liquidados mediante o produto da cobrança da tarifa de distribuição de energia elétrica no valor equivalente a 2,56% do faturamento bruto mensal disponibilizado pela Celg. A fim de assegurar esses pagamentos, foi criada uma conta vinculada no banco interveniente, de movimentação exclusiva para esse contrato, na qual a Celg autoriza, em caráter irrevogável e irretratável, a transferência destes valores mensais a controlada FURNAS.

A controlada Eletrosul detém créditos à União, atualizados pelo IGP-M e acrescidos de juros de 12,68 % a.a., no montante de R\$ 607.391, em 31 de dezembro de 2011 (31 de dezembro de 2010 - R\$ 672.678), sendo R\$ 479.752 no ativo não circulante (31 de dezembro de 2010 - R\$ 544.043) decorrentes da assunção dos haveres que a Companhia possuía nas concessionárias estaduais de energia elétrica. Sob a égide da Lei nº 8.727/93, a União assumiu, refinanciou e reescalou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e restando saldo

a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, estão limitados por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

#### V - Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões, adotando os critérios das normas da ANEEL, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidos 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:

|                                    | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
|------------------------------------|------------------|------------------|
| <b>CLIENTES</b>                    |                  |                  |
| Consumidores e Revendedores        | 1.093.641        | 912.041          |
| Créditos Renegociados              | 130.347          | 20.356           |
| Outros Créditos                    | 135.914          | 188.859          |
| Outros Consumidores e Revendedores | 769.557          | 716.080          |
| CCEE - Energia de Curto Prazo      | 293.560          | 293.560          |
|                                    | <u>2.423.019</u> | <u>2.130.896</u> |

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

|                                 |                  |
|---------------------------------|------------------|
| Saldo em 31 de dezembro de 2010 | <u>2.130.896</u> |
| (+) Constituição                | <u>511.356</u>   |
| (-) Reversão                    | <u>(219.233)</u> |
| Saldo em 31 de dezembro de 2011 | <u>2.423.019</u> |

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 41). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos. A reversão ocorrida no exercício, refere-se basicamente ao programa de parcelamento junto às prefeituras e órgãos públicos pelas empresas de distribuição.

Para fins fiscais, o excesso de provisão constituída, em relação ao disposto na Lei 9.430/1996, está sendo adicionado a 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 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

| 31/12/2011                           |       |           |               |            |                     |           |            |               |  |
|--------------------------------------|-------|-----------|---------------|------------|---------------------|-----------|------------|---------------|--|
| CONTROLADORA                         |       |           |               |            | CONSOLIDADO         |           |            |               |  |
| ENCARGOS CIRCULANTE                  |       |           | PRINCIPAL NÃO |            | ENCARGOS CIRCULANTE |           |            | PRINCIPAL NÃO |  |
| Tx. Média                            | Valor |           | CIRCULANTE    | CIRCULANTE | Tx. Média           | Valor     | CIRCULANTE | CIRCULANTE    |  |
| Controladas e Controlada em conjunto |       |           |               |            |                     |           |            |               |  |
| FURNAS                               | 6,78  | 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    | -                   | -         | -          | -             |  |
| CERON                                | 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     |  |
|                                      |       | 50.855    | 2.260.707     | 21.594.973 |                     | -         | 540.249    | 5.342.343     |  |
| OUTRAS                               |       |           |               |            |                     |           |            |               |  |
| 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        |  |
| CELPA                                | 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       |  |
| OUTRAS                               | 6,36  | 138.701   | 335.985       | 884.805    | 6,36                | 138.708   | 341.303    | 910.672       |  |
| (-) PCLD                             |       | (130.475) | (395.133)     | -          |                     | (130.475) | (395.133)  | -             |  |
|                                      |       | 341.447   | 1.195.033     | 2.283.126  |                     | 341.454   | 1.200.351  | 2.308.993     |  |
|                                      |       | 392.302   | 3.455.741     | 23.878.099 |                     | 341.454   | 1.740.600  | 7.651.336     |  |

| 31/12/2010                           |       |               |            |            |             |               |            |           |
|--------------------------------------|-------|---------------|------------|------------|-------------|---------------|------------|-----------|
| CONTROLADORA                         |       |               |            |            | CONSOLIDADO |               |            |           |
| ENCARGOS CIRCULANTE                  |       | PRINCIPAL NÃO |            | Tx. Média  | Valor       | PRINCIPAL NÃO |            |           |
| Tx. Média                            | Valor | CIRCULANTE    | CIRCULANTE |            |             | CIRCULANTE    | CIRCULANTE |           |
|                                      |       |               |            |            |             |               |            |           |
| Controladas e Controlada em conjunto |       |               |            |            |             |               |            |           |
| FURNAS                               | 7,13  | 9.389         | 100.681    | 1.803.612  | -           | -             | -          | -         |
| CHESF                                | 7,17  | 44            | 24.454     | 131.747    | -           | -             | -          | -         |
| ELETROSUL                            | 6,86  | 4.147         | 42.613     | 733.562    | -           | -             | -          | -         |
| ELETRONORTE                          | 7,45  | 12.591        | 237.971    | 3.568.778  | -           | -             | -          | -         |
| ELETRONUCLEAR                        | 8,99  | 7.351         | 52.823     | 546.904    | -           | -             | -          | -         |
| CGTEE                                | 3,57  | 1.284         | 85.666     | 834.738    | -           | -             | -          | -         |
| CEAL                                 | 7,63  | 1.024         | 55.353     | 152.730    | -           | -             | -          | -         |
| CERON                                | 6,72  | 630           | 15.736     | 93.108     | -           | -             | -          | -         |
| CEPISA                               | 7,06  | 2.074         | 39.776     | 313.137    | -           | -             | -          | -         |
| ELETROACRE                           | 10,40 | 451           | 46.904     | 17.390     | -           | -             | -          | -         |
| AMAZONAS                             | 7,37  | 2.631         | 95.743     | 418.339    | -           | -             | -          | -         |
| ITAIPU                               | 7,09  | -             | 897.087    | 10.446.168 | 7,09        | -             | 448.544    | 5.223.083 |
|                                      |       | 41.615        | 1.694.809  | 19.060.212 |             | -             | 448.544    | 5.223.083 |
| OUTRAS                               |       |               |            |            |             |               |            |           |
| CEMIG                                | 6,44  | 2.140         | 74.962     | 340.569    | 6,44        | 2.140         | 74.962     | 340.569   |
| COPEL                                | 7,40  | 1.882         | 47.497     | 258.771    | 7,40        | 1.882         | 47.497     | 258.771   |
| CEEE                                 | 6,44  | 736           | 8.130      | 99.471     | 6,44        | 736           | 8.130      | 99.471    |
| AES ELETROPAULO                      | 10,38 | 299.218       | 108.840    | 2.639      | 10,38       | 299.218       | 108.840    | 2.639     |
| CELPE                                | 6,10  | 1.070         | 16.976     | 53.350     | 6,10        | 1.070         | 16.976     | 53.350    |
| CELPA                                | 6,15  | 1.771         | 33.647     | 297.046    | 6,15        | 1.771         | 33.647     | 297.046   |
| CEMAR                                | 5,85  | 1.654         | 48.214     | 367.187    | 5,85        | 1.654         | 48.214     | 367.187   |
| CESP                                 | 9,38  | 958           | 33.406     | 185.709    | 9,38        | 958           | 33.406     | 185.709   |
| OUTRAS                               | 6,36  | 119.079       | 336.002    | 1.452.829  | 6,36        | 119.110       | 338.991    | 1.472.346 |
| (-) PCLD                             |       | (101.124)     | (127.341)  | -          |             | (101.124)     | (127.353)  | -         |
|                                      |       | 327.384       | 580.333    | 3.057.571  |             | 327.415       | 583.310    | 3.077.088 |
|                                      |       | 368.999       | 2.275.142  | 22.117.783 |             | 327.415       | 1.031.854  | 8.300.171 |

A parcela do longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

|              | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      | Após 2017 | Total      |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Controladora | 3.200.291 | 3.110.048 | 2.797.795 | 2.462.378 | 2.444.302 | 9.863.284 | 23.878.099 |
| Consolidado  | 1.025.480 | 996.563   | 896.506   | 789.028   | 783.236   | 3.160.524 | 7.651.336  |

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

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 6,21% a.a..

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 48,27% do total da carteira. Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 51,73% do saldo da carteira.

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

A parcela do longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

A parcela do longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

|              | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      | Após 2017 | Total      |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Controladora | 3.200.291 | 3.110.048 | 2.797.795 | 2.462.378 | 2.444.302 | 9.863.284 | 23.878.099 |
| Consolidado  | 1.025.479 | 996.563   | 896.506   | 789.028   | 783.235   | 3.160.524 | 7.651.335  |

## 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 Eletrobrás.

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 Eletrobrás, em dezembro de 1988.

Ao propor a demanda acima mencionada, a Eletropaulo realizou depósito judicial do valor que apurou como representativo do saldo devedor, qual seja, aquele que era composto pelo valor principal acrescido de correção monetária anual.

Após apresentar a sua defesa na Ação de Consignação em Pagamento, em abril de 1989 a Eletrobrás ajuizou Ação de Cobrança contra a Eletropaulo perante a 5ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro, fundamentando seu pedido de cobrança na alegação de que os valores depositados na Ação de Consignação não estavam de acordo com os termos do Contrato de Financiamento ECF 1.046/1986, já que este previa correção monetária mensal do valor principal e não anual conforme sustentado pela Eletropaulo.

Durante o andamento de ambas as ações, foi firmado o Protocolo de Cisão em 22 de dezembro de 1997, onde a Eletropaulo foi cindida em 4 empresas, quais sejam:



Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S.A. – AES Eletropaulo, Bandeirante Energia S.A., Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE e Empresa Paulista de Transmissão de Energia S.A., hoje denominada Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP.

Em abril de 1999, a 5ª Vara Cível, em decisão de primeira instância, julgou tanto a Ação de Cobrança como a Ação de Consignação em Pagamento em favor da Eletrobrás, reconhecendo, na primeira ação, que a correção monetária do Contrato de Financiamento ECF 1.046/1986 é mensal e, na segunda ação, que o valor depositado pela então Eletropaulo não estava de acordo com os termos do mencionado Contrato, reconhecendo que a mesma estava em mora com a Eletrobrás.

Em setembro de 2001, a Eletrobrás iniciou Ação de Execução, também na 5ª Vara Cível e, com base no seu entendimento dos termos constantes do Protocolo de Cisão da Eletropaulo, o fez em termos proporcionais das atuais AES Eletropaulo (90,11%) e CTEEP (9,89%).

Em setembro de 2003 o Tribunal acolheu os argumentos levados pela AES Eletropaulo, acabando por reconhecer, com base no Protocolo de Cisão da Eletropaulo, que a Companhia não seria responsável pela quitação do Contrato de Financiamento ECF 1046/1986, já que o passivo por ele representado teria sido vertido à EPTE, hoje CTEEP.

Tendo em vista a decisão que lhes foi desfavorável a Eletrobrás, em dezembro de 2003, e a CTEEP em março de 2004, apresentaram Recursos ao Superior Tribunal de Justiça e ao Supremo Tribunal Federal com vistas à cassação da decisão do TJRJ.

Em junho de 2006, o STJ reverteu a decisão que eximia a AES Eletropaulo de qualquer responsabilidade pelos débitos discutidos no processo e a excluía da relação litigiosa.

Contra esta decisão perante o STJ foram apresentados, em dezembro de 2006, Embargos de Declaração e, em abril de 2007, Embargos de Divergência e Recurso Extraordinário, sendo que todos os recursos foram decididos contra a AES Eletropaulo.

Paralelamente, em fevereiro de 2008, a CTEEP ajuizou Ação Ordinária contra a AES Eletropaulo e a Eletrobrás perante a 5ª Vara Cível, sendo que o processo visa à obtenção de decisão que reconheça a CTEEP como não responsável pelo pagamento de qualquer quantia que esteja sendo cobrada pela Eletrobrás.

Em abril de 2009, a Eletrobrás solicitou Liquidação de Sentença por Arbitramento perante a 5ª Vara Cível, procedimento este que visa auferir o valor em discussão através de trabalho a ser realizado por perito judicial.

Em fevereiro de 2010 a 5ª Vara Cível acolheu o pedido de Liquidação de sentença por Arbitramento, sendo que em vista dos termos da mencionada decisão, a AES Eletropaulo apresentou Embargos de Declaração postulando a modalidade de Artigos, e a Eletrobrás apresentou impugnação à nomeação do perito, sendo que ambos foram rejeitados pela 5ª Vara Cível, em março de 2010.

Contra a rejeição de seu recurso, em março de 2010, a AES Eletropaulo apresentou Agravo de Instrumento perante o TJRJ, o qual foi acolhido em abril de 2010, para determinar a produção de provas acerca dos fatos que norteiam a responsabilidade

pelo pagamento do débito, restando decidido que a Liquidação de Sentença seja processada na modalidade de Artigos.

Em dezembro de 2010, a Eletrobrás solicitou a iniciação do processo de liquidação 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 de início da liquidação por artigos, o que foi respondido por ambas as empresas. A 5ª Vara Cível deverá determinar que a Eletrobrás apresente suas considerações sobre o referido material.

Desta forma, pelo atual fase do processo e pelos motivos expostos, estima-se que os trabalhos periciais se iniciem durante o segundo trimestre de 2012 e que o procedimento judicial de Liquidação de Sentença por Artigos não se encerre em um prazo inferior a 6 meses a ser contado do início dos trabalhos periciais, sendo certo que, ao final dos trabalhos, caberá ao perito apontar o montante da dívida e o(s) responsável(is) pelo pagamento.

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

Ainda de acordo com o disposto no Código do Processo Civil Brasileiro, a Eletrobrás terá o direito de solicitar ao juízo da causa o levantamento da garantia ofertada pela Companhia, mesmo antes da decisão final.

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 2011, sendo R\$ 419.171 (R\$ 410.017, em 31 de dezembro de 2010) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela companhia.

## II - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 525.608 (31 de dezembro de 2010 - R\$ 228.477) 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 Eletrobras reconheceu provisão sobre os créditos junto à Celpa controlada da Rede Energia, no montante de R\$ 120.199. Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial, que envolve a existência de incerteza significativa quanto à capacidade de continuidade da Celpa e, portanto, ela pode não ser capaz de realizar seus ativos e liquidar seus passivos no curso normal dos negócios (Nota 14.2, item IV).

Adicionalmente, a Companhia reconheceu neste exercício provisão sobre os créditos junto à Cemat e Celtins, também, controladas pela Rede Energia, no montante de R\$ 94.821 e 24.756. Tais provisões foram consideradas necessárias considerando o cenário atual de ambas que vêm apresentado dificuldades significativas econômico-financeira para a liquidação de suas dívidas de curtíssimo prazo e como um possível

equacionamento depende de eventos futuros alheios ao controle da administração da Companhia, tais situações indicam a existência de incerteza significativa quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia de liquidar seus passivos no curso normal dos negócios (Nota 14.1, item IV).

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

|                                 |         |
|---------------------------------|---------|
| Saldo em 31 de dezembro de 2009 | 192.232 |
| (+) Complemento                 | 50.409  |
| (-) Reversões                   | -14.164 |
| Saldo em 31 de dezembro de 2010 | 228.477 |
| (+) Complemento                 | 358.984 |
| (-) Reversões                   | -61.853 |
| Saldo em 31 de dezembro de 2011 | 525.608 |

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 41). Os valores reconhecidos como PCLD são os quais suscitam dúvida quanto à sua realização, quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos, são reconhecidos como perdas definitivas.

## NOTA 9 - 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 Eletrobras.

|             | CONTROLADORA   |                | CONSOLIDADO    |                |
|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|             | 31/12/2011     | 31/12/2010     | 31/12/2011     | 31/12/2010     |
| Furnas      | 64.200         | 17.846         | -              | -              |
| Chesf       | 297.947        | 429.325        | -              | -              |
| Eletrosul   | 24.490         | 19.282         | -              | -              |
| Eletronorte | 13.773         | 32.998         | -              | -              |
| Eletropar   | 4.703          | 2.277          | -              | -              |
| CGTEE       | 37.263         | 8.240          | -              | -              |
| Itaipu      | 469            | 417            | -              | -              |
| CTEEP       | 79.644         | 114.061        | 79.644         | 114.061        |
| Outros      | 111.343        | 59.627         | 118.219        | 64.543         |
|             | <u>633.832</u> | <u>684.073</u> | <u>197.863</u> | <u>178.604</u> |

## NOTA 10 - IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - ATIVO

Os tributos a recuperar ou compensar estão demonstrados pelo valor líquido de eventuais perdas de realização e assim representados:

|                                   | CONTROLADORA     |                  | CONSOLIDADO      |                  |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
|                                   | 31/12/2011       | 31/12/2010       | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| <b>ATIVO CIRCULANTE</b>           |                  |                  |                  |                  |
| Imposto de renda - fonte          | 828.864          | 745.504          | 893.706          | 815.873          |
| Antecipações de IRPJ e CSLL       | 736.588          | 603.622          | 843.022          | 644.740          |
| PIS/PASEP/COFINS compensáveis     | 28.775           | 21.007           | 80.433           | 236.835          |
| ICMS a recuperar                  | -                | -                | 17.150           | 21.683           |
| Outros                            | -                | -                | 113.033          | 106.774          |
|                                   | <u>1.594.227</u> | <u>1.370.133</u> | <u>1.947.344</u> | <u>1.825.905</u> |
| <b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>       |                  |                  |                  |                  |
| ICMS a recuperar                  | -                | -                | 1.655.413        | 1.124.202        |
| PIS/COFINS a recuperar            | -                | -                | 775.348          | 401.439          |
| Ativos Fiscais Diferidos Líquidos | 2.044.513        | 1.835.272        | 3.343.525        | 2.813.041        |
|                                   | <u>2.044.513</u> | <u>1.835.272</u> | <u>5.774.286</u> | <u>4.338.682</u> |
|                                   | <u>3.638.740</u> | <u>3.205.405</u> | <u>7.721.630</u> | <u>6.164.587</u> |

|  | CONTROLADORA     |                  | CONSOLIDADO      |                  |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|
|  | 31/12/2011       | 31/12/2010       | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| Diferenças temporárias de IRPJ/CSLL    |                  |                  |                  |                  |
| Variação Cambial Passiva               | 530.647          | 805.859          | 530.647          | 805.859          |
| Provisão de JCP                        | 331.290          | 126.057          | 331.290          | 126.057          |
| Provisão para Contingências            | 540.708          | 526.371          | 782.587          | 752.841          |
| PCLD                                   | 195.577          | -                | 191.824          | 200.616          |
| Provisão p/ ajuste ao valor de mercado | 187.617          | 131.114          | 187.617          | 131.114          |
| Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)  | 258.674          | 245.871          | 840.372          | 245.070          |
| Outros                                 | -                | -                | 479.188          | 551.484          |
| Composição Outros                      | <u>2.044.513</u> | <u>1.835.272</u> | <u>3.343.525</u> | <u>2.813.041</u> |

### I – Ativos Fiscais Diferidos

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.

### II – ICMS, PIS/PASEP E COFINS a Recuperar Sobre Aquisição de Combustível

Através da Resolução Normativa 303/2008, a ANEEL estabeleceu metodologia e procedimentos para apuração, demonstração e validação do montante do ICMS reconhecido como custo decorrente da aquisição de combustíveis, bem como a apuração, demonstração, fiscalização e pagamento do passivo a ser restituído à CCC-

ISOL pelos agentes beneficiários que receberam reembolso de ICMS, em montante superior ao efetivo custo incorrido com esse imposto.

O Ofício Circular 2.775/2008 - SFF/ANEEL passou a regular a devolução à Conta de Consumo de Combustível - CCC dos valores equivalentes aos créditos de PIS/PASEP e COFINS tomados sobre o combustível adquirido para geração de energia elétrica no regime da não cumulatividade, no período de 2004 a 2008. A administração da controlada Amazonas Energia entendia, até o exercício de 2007, que o combustível comprado para fins de geração de energia elétrica, subsidiado pela CCC, não dava direito a créditos na apuração do PIS/PASEP e da COFINS. Diante dos novos fatos, a administração da controlada, amparada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou, em 2008, o crédito tributário sobre as aquisições de óleo no período determinado pela ANEEL, tendo sido apurado o montante de R\$ 498.171.

A utilização dos créditos fiscais reconhecidos é condicionada a operações futuras que originem débitos fato esse que, na opinião da administração da controlada, ocorrerá mesmo na hipótese prevista de substituição do óleo combustível pelo gás natural, como insumo na geração de energia elétrica e a entrada da região de Manaus no Sistema Interligado Nacional – SIN.

A Lei 12.111/09 estabelece mecanismos que evitam o acúmulo de impostos a recuperar sobre a compra de combustível nas operações de distribuição. Não obstante em 2010, o montante de R\$ 269.046, correspondente à créditos apurados nos anos de 2006, 2007 e 2008 foram julgados como não sendo passíveis de recuperabilidade por prescrição e, desta forma, ficaram sujeitos a *impairment* - reconhecido em atendimento ao CPC 01.

A Companhia procedeu à apuração, bem como à atualização destes passivos, cujos valores estão demonstrados no quadro abaixo:

| DESCRIÇÃO                                    | 31.12.2011       | 31.12.2010       |
|--|------------------|------------------|
| PIS/PASEP pago pela CCC (a)                  | 43.041           | 40.954           |
| COFINS pago pela CCC (a)                     | 198.251          | 188.635          |
| Ressarcimento CCC - ISOL - Lei 12.111/09 (b) | 1.159.875        | 790.663          |
| <b>Total</b>                                 | <b>1.401.167</b> | <b>1.020.252</b> |

Os saldos dos impostos e contribuições sociais estão atualizados monetariamente para a data-base de 31 de dezembro de 2011.

- a) Ressarcimento do PIS/PASEP e COFINS incidente sobre aquisição de combustíveis por conta da CCC

A ANEEL através do Despacho nº. 4.722/2009 – SFF/ANEEL, que trata do encerramento do exercício de 2009, em seu item nº. 30, determinou que fosse reconhecido contabilmente o montante do PIS/PASEP e COFINS a ser restituído à Conta de Consumo de Combustível – CCC referente ao período de janeiro de 2004 até dezembro de 2008.

Em 11 de agosto de 2008, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº. 359-SFF, a qual expõe de forma detalhada a evolução da legislação a respeito da metodologia de contabilização dos PIS/PASEP e COFINS na forma da apuração não cumulativa, recomendando a adoção dos seguintes procedimentos:

Apuração do Passivo a ser ressarcido ao fundo CCC-ISOL – imputando aos agentes que apurem mensal e anualmente o montante reembolsado pela CCC-ISOL a título de combustível e os créditos de PIS/PASEP e COFINS, sendo que este último deverá ser imputado como Passivo Regulatório.

- Forma da Atualização e restituição – orientando que o Passivo seja devidamente atualizado até a data de sua consolidação, sendo facultada sua restituição ao fundo CCC-ISOL mediante parcelamento em até 36 parcelas mensais remuneradas pela Taxa Selic.

b) Ressarcimento CCC – ISOL – Lei nº 12.111/09

O saldo de R\$ 1.159.875 refere-se aos impostos compensáveis (ICMS) que deverão ser ressarcidos à CCC quando realizados, de acordo com o § 8º da Lei nº. 12.111/2009. Por esta razão a controlada mantém passivo de igual valor ao registrado no ativo.

### III – 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 11 – DIREITO DE RESSARCIMENTO

### I - Reembolso da CCC-Isol

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:

- a) contratação de energia e de potência associada;
- b) geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- c) encargos e impostos; e
- d) investimentos realizados.

Incluem-se, 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.

|  | 31/12/2011  | 31/12/2010  |
|--|-------------|-------------|
| 1 - Saldo anterior                                 | 2.075.838   | 576.370     |
| 2 - Custo da geração própria                       | 4.027.649   | 3.427.636   |
| 3 - Custo Energia Comprada (com ICMS)              | 904.812     | 1.129.981   |
| 4 - Custo total                                    | 4.932.461   | 4.557.617   |
| 5 - (-) Custo do ACR *                             | (1.413.309) | (1.223.585) |
| 6 - Valor a receber da Lei 12.111/09 ( 4 + 5)      | 3.519.152   | 3.334.032   |
| 7 - (-) Valor recebido da CCC - ISOL               | (2.090.085) | (1.934.903) |
| 8 - Diferença a receber da CCC - ISOL ( 1 + 6 + 7) | 3.504.905   | 1.975.499   |
| 9 - Atualização monetária                          | 78.585      | 100.339     |
| Saldo atual  | 3.583.490   | 2.075.838   |

\* ACR – Ambiente de Contratação Regulada

### II -12.111 para Energia nuclear

Após gestões junto à sua Controladora Eletrobras, à Aneel e ao Ministério de Minas e Energia, foi editada, em 09 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.111, estabelecendo que, a partir de 2010, será adotado um critério para reduzir o impacto financeiro decorrente da comercialização, por FURNAS, da energia proveniente da Eletronuclear. De acordo com o referido ditame legal, fica autorizada a Eletronuclear a repassar para FURNAS, entre 2013 e 2015, o diferencial verificado, entre 2010 e

2012, entre a variação da tarifa a ser praticada pela Eletronuclear e a da tarifa de referência.

A tarifa de referência de 2010 será igual à tarifa da Eletronuclear homologada pela Aneel em dezembro de 2004, atualizada pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para dezembro de 2009, a qual será reajustada pelo IPCA em dezembro de 2010 e 2011.

O montante 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, de 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005.

A partir de 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 será rateado entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Desta forma, o impacto referente comercialização da energia proveniente da Eletronuclear terá uma redução significativa, a partir de 2013, quando se dará a realização financeira das diferenças apuradas entre os preços praticados nos contratos de venda de energia no ambiente regulado e os estabelecidos pela Aneel para a Eletronuclear no período de 2010 a 2012.

Em 16 de novembro de 2011, a Aneel divulgou a Nota Técnica nº 308/2011, que estabeleceu, entre outros, os critérios, a forma de distribuição e os montantes estimados dos valores a serem ressarcidos a FURNAS pela Eletronuclear e a esta pelas concessionárias de distribuição que adquiriram energia no 1º Leilão de Energia Existente (Produto 2005/2008).

A proposta da Aneel prevê que, no exercício de 2012, deverão ser estabelecidas, por meio de Audiência Pública, as regras de comercialização da energia da Eletronuclear, provenientes das usinas Angra I e II, a partir de 2013, quando todos os agentes de distribuição passarão a ser "quotistas" desta energia. Além da metodologia de cálculo da tarifa de comercialização entre os referidos agentes e a Eletronuclear, será submetido à consulta pública o critério do rateio do diferencial entre as tarifas praticadas e a tarifa de referência entre os exercícios de 2010 a 2012.

De acordo com a estimativa da Aneel, os valores a serem ressarcidos a Controlada Furnas estariam assim representados:

| Descrição                                  | 2010           | 2011           | 2012           |
|--|----------------|----------------|----------------|
| 1 - Tarifa de Referencia (R\$/MWh)         | 115,68         | 121,79         | 130,29         |
| 2 - Tarifa Praticada(R\$/MWh)              | 137,66         | 145,48         | 148,79         |
| 3 - Diferencial de Tarifa (R\$/MWh)(2-1)   | 21,98          | 23,69          | 18,5           |
| 4 - Energia Assegurada Anual(GWh)          | 12.921         | 12.921         | 12.921         |
| 5 - Diferencial Verificado (R\$Mil) (3x4)  | 284.004        | 306.098        | 239.039        |
| <b>6 - Diferencial Acumulado (R\$ Mil)</b> | <b>284.004</b> | <b>590.102</b> | <b>829.141</b> |

Tendo em vista que a confirmação desses montantes depende de audiência pública e posterior homologação, pela Aneel, das tarifas de comercialização da energia proveniente da Eletronuclear, a partir de 2013, a controlada Furnas não registrou em

suas demonstrações financeiras o ressarcimento relativo ao diferencial entre as tarifas de referência e a efetivamente praticada, entre os exercícios de 2010 e 2011, no valor de R\$ 590.102 mil (R\$ 353.442 mil, líquido dos efeitos tributários).

## NOTA 12 - 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 |            |
|--------------------------------|-------------|------------|
|                                | 31/12/2011  | 31/12/2010 |
| CIRCULANTE                     |             |            |
| Elementos prontos              | 388.663     | 297.972    |
|                                | 388.663     | 297.972    |
| NÃO CIRCULANTE                 |             |            |
| Elementos prontos              | 133.894     | 392.133    |
| Concentrado de urânio          | 130.575     | 65.179     |
| Em curso - combustível nuclear | 171.164     | 66.645     |
|                                | 435.633     | 523.957    |
|                                | 824.296     | 821.929    |

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

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

## NOTA 13 - 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  |              |
|---------------|------------------|------------------|--------------|--------------|
|               | 31/12/2011       | 31/12/2010       | 11           | 31/12/2010   |
| Controladas   |                  |                  |              |              |
| Furnas        | 300.000          | -                | -            | -            |
| Chesf         | 1.293.000        | -                | -            | -            |
| Eletrosul     | 1.810.793        | 735.905          | -            | -            |
| Eletronorte   | 1.125.949        | 631.793          | -            | -            |
| Eletronuclear | -                | 3.309.744        | -            | -            |
| Cgtee         | 452.704          | 324.000          | -            | -            |
| Ceal          | 97.354           | 7.485            | -            | -            |
| Ceron         | 88.837           | 72.671           | -            | -            |
| Cepisa        | 275.984          | 183.953          | -            | -            |
| Eletroacre    | 160.822          | 218.925          | -            | -            |
| Amazonas      | 63.918           | 57.267           | -            | -            |
|               | <u>5.669.361</u> | <u>5.541.743</u> | <u>-</u>     | <u>-</u>     |
| investimentos | <u>4.000</u>     | <u>7.141</u>     | <u>4.000</u> | <u>7.141</u> |
|               | <u>5.673.361</u> | <u>5.548.884</u> | <u>4.000</u> | <u>7.141</u> |

Em 3 de novembro de 2011, a totalidade dos créditos em AFAC junto à controlada Eletronuclear foram capitalizados.

## NOTA 14 – INVESTIMENTOS

|  | CONTROLADORA       |                    | CONSOLIDADO        |                    |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|  | 31/12/2011         | 31/12/2010         | 31/12/2011         | 31/12/2010         |
| Avaliados por Equivalência Patrimonial   |                    |                    |                    |                    |
| a) Controladas e Controladas em conjunto |                    |                    |                    |                    |
| Furnas                                   | 13.237.136         | 13.273.623         | -                  | -                  |
| Chesf                                    | 16.742.953         | 17.138.688         | -                  | -                  |
| Eletrosul                                | 2.624.730          | 2.629.792          | -                  | -                  |
| Eletronorte                              | 10.199.453         | 10.255.947         | -                  | -                  |
| Eletropar                                | 169.135            | 172.418            | -                  | -                  |
| Eletronuclear                            | 6.520.292          | 2.940.641          | -                  | -                  |
| CGTEE                                    | 334.348            | 353.907            | -                  | -                  |
| Distribuidora Alagoas                    | 217.375            | 274.006            | -                  | -                  |
| Distribuidora Rondônia                   | 135.118            | 272.772            | -                  | -                  |
| Distribuidora Acre                       | 85.563             | -                  | -                  | -                  |
| Amazonas Energia                         | -                  | 372.013            | -                  | -                  |
| Itaipu                                   | 93.790             | 83.310             | -                  | -                  |
| Mangue Seco II                           | 17.166             | 3.318              | -                  | -                  |
| CHC                                      | 19.090             | 8.139,0            | -                  | -                  |
| Norte Energia                            | 217.135            | 24.779             | -                  | -                  |
| Inambari                                 | 9.738              | 8.491              | -                  | -                  |
|  | <u>50.623.022</u>  | <u>47.811.844</u>  | <u>-</u>           | <u>-</u>           |
| b) Coligadas                             |                    |                    |                    |                    |
| Celipa                                   | 171.370            | 240.112            | 171.370            | 240.112            |
| CEEE-GT                                  | 701.628            | 627.300            | 701.628            | 627.300            |
| Cemat                                    | 436.150            | 431.732            | 436.150            | 431.732            |
| Emae                                     | 301.190            | 317.116            | 312.150            | 328.656            |
| CTEEP                                    | 641.618            | 878.793            | 653.280            | 895.126            |
| Cemar                                    | 323.433            | 302.263            | 323.433            | 302.263            |
| Lajeado Energia                          | 532.459            | 539.588            | 532.459            | 539.588            |
| Ceb Lajeado                              | 76.155             | 72.907             | 76.155             | 72.907             |
| Paulista Lajeado                         | 27.654             | 26.900             | 27.654             | 26.900             |
| CEEE-D                                   | 391.988            | 377.518            | 391.988            | 377.518            |
| Brasventos Eolo                          | -                  | -                  | -                  | 2.232              |
| Rei Dos Ventos 3                         | -                  | -                  | -                  | 2.196              |
| Brasventos Miassaba 3                    | -                  | -                  | -                  | 3.335              |
| Baguari                                  | -                  | -                  | -                  | 82.172             |
| Águas da Pedra                           | -                  | -                  | 157.112            | 125.089            |
| Chapecoense                              | -                  | -                  | -                  | 57                 |
| Amapari                                  | -                  | -                  | 34.105             | 27.997             |
| Outros                                   | -                  | -                  | -                  | 25                 |
|  | <u>3.603.645</u>   | <u>3.814.230</u>   | <u>3.817.484</u>   | <u>4.085.206</u>   |
| SUBTOTAL                                 | <u>54.226.667</u>  | <u>51.626.074</u>  | <u>3.817.484</u>   | <u>4.085.206</u>   |
| Mantidos a Valor Justo                   |                    |                    |                    |                    |
| Celesc                                   | 150.432            | 165.711            | 150.432            | 165.711            |
| Cesp                                     | 203.580            | 161.439            | 203.580            | 161.439            |
| Coelce                                   | 182.640            | 153.430            | 182.640            | 153.430            |
| AES Tietê                                | 812.853            | 725.821            | 812.853            | 725.821            |
| CGEEP                                    | 22.607             | 17.657             | 22.607             | 17.657             |
| Energisa                                 | 77.215             | 68.966             | 77.215             | 68.966             |
| CELGPAP                                  | 322                | 322                | 322                | 322                |
| CELPE                                    | 54.854             | 51.321             | 54.854             | 51.321             |
| COPEL                                    | 50.546             | 58.169             | 50.546             | 58.169             |
| CEB                                      | 6.485              | 3.528              | 6.485              | 3.528              |
| AES Eletropaulo                          | -                  | -                  | 76.491             | 67.291             |
| Energias do Brasil                       | -                  | -                  | 20.552             | 19.170             |
| CPFL Energia                             | -                  | -                  | 44.327             | 35.094             |
| Guascor                                  | 3.300              | 3.300              | 3.300              | 3.300              |
| EATE                                     | -                  | 5.344              | -                  | 5.344              |
| Tangara                                  | 21.738             | 21.738             | 21.738             | 21.738             |
| CDSA                                     | 11.802             | 11.800             | 11.802             | 11.800             |
| CEA                                      | 20                 | 20                 | 20                 | 20                 |
| CER                                      | 102                | 102                | 102                | 102                |
| Outros                                   | 8.095              | 6.576              | 124.214            | 114.556            |
|  | <u>1.606.591</u>   | <u>1.455.244</u>   | <u>1.864.078</u>   | <u>1.684.779</u>   |
| SUBTOTAL                                 | <u>55.833.259</u>  | <u>53.081.318</u>  | <u>5.681.562</u>   | <u>5.769.984</u>   |
| Provisão para perdas em investimentos    | <u>(1.110.603)</u> | <u>(1.045.337)</u> | <u>(1.110.603)</u> | <u>(1.045.337)</u> |
| TOTAL                                    | <u>54.722.656</u>  | <u>52.035.980</u>  | <u>4.570.959</u>   | <u>4.724.647</u>   |



Tendo em vista o processo de recuperação judicial da investida Celpa e consequente incerteza de continuidade de suas operações divulgado em suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011, a Companhia reconheceu como provisão para perdas a totalidade do investimento na Celpa no montante de R\$ 170.370 e perda dos montantes de dividendos declarados e não pagos até 31 de dezembro de 2011 no montante de R\$ 27.513, ambas provisões limitadas a participação da Companhia no capital social da Celpa de 34,24%.

#### 14.2 – Provisão para perdas em investimentos

##### CONTROLADORA E CONSOLIDADO

|             | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
|-------------|------------------|------------------|
| Amazonas    | 843.029          | 802.138          |
| Eletronorte | -                | 93.499           |
| CERON       | 96.204           | 149.700          |
| CELPA       | 171.370          | -                |
|             | <u>1.110.603</u> | <u>1.045.337</u> |

#### 14.3 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

##### CONTROLADORA E CONSOLIDADO

|         | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
|---------|------------------|------------------|
| CEMAT   | 86.464           | 48.918           |
| CTEEP   | 956.630          | 737.480          |
| CEEE-GT | 4.961            | 128.300          |
| CEEE-D  | 7.539            | 191.775          |
|         | <u>1.055.594</u> | <u>1.106.473</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 .

## 14.4 - Mutação dos investimentos – Controladora

|                                | Saldo em<br>31/12/2010 | Integralização<br>de capital | Equivalência | Outros<br>Resultados<br>Abrangentes | Ganho/Perda<br>de Capital | Dividendos  | Juros sobre<br>capital<br>próprio | Saldo em<br>31/12/2011 |
|--------------------------------|------------------------|------------------------------|--------------|-------------------------------------|---------------------------|-------------|-----------------------------------|------------------------|
| <b>Controladas e coligadas</b> |                        |                              |              |                                     |                           |             |                                   |                        |
| Chesf                          | 17.138.688             | -                            | 1.547.151    | (189.530)                           | -                         | (1.753.356) | -                                 | 16.742.953             |
| Eletronorte                    | 10.255.947             | -                            | 67.180       | (9.830)                             | -                         | (113.844)   | -                                 | 10.199.453             |
| Eletrosul                      | 2.629.792              | -                            | 103.174      | (25.900)                            | -                         | (82.336)    | -                                 | 2.624.730              |
| Furnas                         | 13.273.623             | -                            | 258.680      | (177.431)                           | -                         | (117.736)   | -                                 | 13.237.136             |
| CGTEE                          | 353.907                | -                            | 18.025       | (8.778)                             | -                         | (28.806)    | -                                 | 334.348                |
| Eletronuclear                  | 2.940.641              | 3.311.226                    | 215.120      | 52.979                              | 326                       | -           | -                                 | 6.520.292              |
| Eletropar                      | 172.418                | -                            | 19.802       | (11.551)                            | -                         | (11.534)    | -                                 | 169.135                |
| Itaipu                         | 83.310                 | -                            | -            | 10.480                              | -                         | -           | -                                 | 93.790                 |
| Distribuidora Rondônia         | 272.772                | -                            | (137.654)    | -                                   | -                         | -           | -                                 | 135.118                |
| Ditribuidora Alagoas           | 274.006                | -                            | (87.457)     | 30.826                              | -                         | -           | -                                 | 217.375                |
| Amazonas Energia               | 372.013                | -                            | (371.220)    | (793)                               | -                         | -           | -                                 | -                      |
| Ditribuição Acre               | -                      | 107.977                      | (16.216)     | -                                   | (6.198)                   | -           | -                                 | 85.563                 |
| Mangue Seco II                 | 3.318                  | 11.186                       | 2.662        | -                                   | -                         | -           | -                                 | 17.166                 |
| CHC                            | 8.139                  | 10.904                       | (2.519)      | 2.566                               | -                         | -           | -                                 | 19.090                 |
| Norte Energia                  | 24.779                 | 192.000                      | (1.537)      | -                                   | 1.893                     | -           | -                                 | 217.135                |
| Inambari                       | 8.491                  | 2.696                        | (1.770)      | 321                                 | -                         | -           | -                                 | 9.738                  |
| Celipa                         | 240.112                | -                            | (68.742)     | -                                   | -                         | -           | -                                 | 171.370                |
| CEEE-GT                        | 627.300                | -                            | 87.890       | -                                   | -                         | (13.562)    | -                                 | 701.628                |
| Cemat                          | 431.732                | -                            | 20.105       | -                                   | -                         | (6.275)     | (9.412)                           | 436.150                |
| EMAE                           | 317.116                | -                            | (15.926)     | -                                   | -                         | -           | -                                 | 301.190                |
| CTEEP                          | 878.793                | -                            | 101.185      | -                                   | -                         | (248.243)   | (90.117)                          | 641.618                |
| Cemar                          | 302.263                | -                            | 85.429       | -                                   | -                         | (64.259)    | -                                 | 323.433                |
| Lajeado Energia                | 539.588                | -                            | 70.718       | (50)                                | -                         | (42.816)    | (34.981)                          | 532.459                |
| CEB lajeado                    | 72.907                 | -                            | 20.033       | -                                   | -                         | (10.559)    | (6.226)                           | 76.155                 |
| Paulista Lajeado               | 26.900                 | -                            | 7.453        | -                                   | -                         | (6.699)     | -                                 | 27.654                 |
| CEEE-D                         | 377.518                | -                            | 14.470       | -                                   | -                         | -           | -                                 | 391.988                |
|                                | 51.626.073             | 3.635.989                    | 1.936.035    | (326.691)                           | (3.979)                   | (2.500.025) | (140.736)                         | 54.226.666             |

## 14.5 Informação do valor de mercado e de receita das investidas

### EMPRESAS DE CAPITAL ABERTO

| EMPRESAS           | Método de Avaliação      | Valor de Mercado |           | Receita operacional Líquida |            |
|--------------------|--------------------------|------------------|-----------|-----------------------------|------------|
|                    |                          | 2011             | 2010      | 2011                        | 2010       |
| CEEE D             | Equivalência Patrimonial | 315.468          | 354.761   | 2.028.501                   | 1.821.539  |
| CEEE- GT           | Equivalência Patrimonial | 329.138          | 402.572   | 762.484                     | 738.519    |
| CELPA              | Equivalência Patrimonial | 177.667          | 196.757   | 2.433.800                   | 2.110.961  |
| CEMAR              | Equivalência Patrimonial | 140.094          | 495.916   | 1.912.105                   | 1.756.353  |
| CEMAT              | Equivalência Patrimonial | 290.582          | 267.014   | 2.009.768                   | 1.956.588  |
| CTEEP              | Equivalência Patrimonial | 3.093.881        | 3.001.277 | 2.900.805                   | 2.256.286  |
| EMAE               | Equivalência Patrimonial | 99.040           | 112.159   | 164.093                     | 142.781    |
| CELESC             | Valor de mercado         | 150.431          | 165.711   | 4.191.414                   | 4.036.765  |
| CESP               | Valor de mercado         | 203.581          | 161.439   | 2.957.525                   | 2.905.327  |
| COELCE             | Valor de mercado         | 182.639          | 153.430   | 2.627.212                   | 2.849.706  |
| AES Tietê          | Valor de mercado         | 812.853          | 725.821   | 1.878.997                   | 1.747.032  |
| CGEEP - DUKE       | Valor de mercado         | 22.607           | 17.658    | 958.003                     | 862.303    |
| ENERGISA S.A.      | Valor de mercado         | 77.215           | 68.966    | 2.426.600                   | 2.154.300  |
| CELGP              | Valor de mercado         | 322              | 322       | Não Divulgado               | 2.210.362  |
| CELPE              | Valor de mercado         | 54.853           | 51.322    | 2.914.113                   | 2.860.067  |
| COPEL              | Valor de mercado         | 50.546           | 58.169    | 7.776.165                   | 6.901.113  |
| CEB                | Valor de mercado         | 6.485            | 3.528     | 1.377.619                   | 1.284.394  |
| AES Eletropaulo    | Valor de mercado         | 76.491           | 67.291    | 9.835.578                   | 9.697.157  |
| CPFL Energia       | Valor de mercado         | 44.327           | 70.188    | 12.764.028                  | 12.023.079 |
| Energias do Brasil | Valor de mercado         | 20.552           | 19.170    | 5.401.662                   | 5.034.316  |

### EMPRESAS DE CAPITAL FECHADO

| EMPRESAS              |                          | Valor de Mercado |         | Receita operacional Líquida |                |
|-----------------------|--------------------------|------------------|---------|-----------------------------|----------------|
|                       |                          | 2011             | 2010    | 2011                        | 2010           |
| Guascor               | Valor de mercado         | 3.300            | 3.300   | Não Disponível              | Não Disponível |
| EATE                  | Valor de mercado         | -                | 5.344   | 378.373                     | 422.894        |
| TANGARÁ               | Valor de mercado         | 21.738           | 21.738  | Não Divulgado               | Não Divulgado  |
| CDSA                  | Valor de mercado         | 11.802           | 11.800  | Não Divulgado               | Não Divulgado  |
| CEA                   | Valor de mercado         | 20               | 20      | Não Divulgado               | Não Divulgado  |
| CERR                  | Valor de mercado         | 102              | 102     | Não Divulgado               | Não Divulgado  |
| Ceb Lajeado           | Equivalência Patrimonial | 58.364           | 58.364  | 97.114                      | 90.860         |
| Lajeado Energia       | Equivalência Patrimonial | 303.276          | 303.276 | 485.622                     | 442.740        |
| Paulista Lajeado      | Equivalência Patrimonial | 22.532           | 22.532  | 42.207                      | 38.013         |
| Brasventos Eolo       | Equivalência Patrimonial | 2.232            | -       | -                           | Não Divulgado  |
| Rei Dos Ventos 3      | Equivalência Patrimonial | 2.196            | -       | -                           | Não Divulgado  |
| Brasventos Miassaba 3 | Equivalência Patrimonial | 3.335            | -       | -                           | Não Divulgado  |
| Baguari               | Equivalência Patrimonial | 82.172           | -       | 12.308                      | Não Divulgado  |
| Águas da Pedra        | Equivalência Patrimonial | 125.089          | -       | 171.012                     | Não Divulgado  |
| Chapecoense           | Equivalência Patrimonial | 57               | -       | 453.825                     | 87.892         |
| Amapari               | Equivalência Patrimonial | 27.997           | -       | 37.924                      | Não Divulgado  |

### 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\$ 71.195 e prejuízos acumulados de R\$ 287.084 e depende do suporte financeiro da Eletrobras.

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\$ 112.650 e prejuízos acumulados de R\$ 982.742 e depende do suporte financeiro da Eletrobras.

c) Distribuição Piauí –detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão nº 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 de R\$ 8.322 e prejuízos acumulados de R\$ 962.683 e depende do suporte financeiro da Eletrobras.

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\$ 1.000.238 e prejuízos acumulados de R\$ 4.616.265 e depende do suporte financeiro da Eletrobras.

e) Distribuição Roraima - Controlada integralmente pela 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\$ 294.906 e prejuízos acumulados de R\$ 589.782 e depende do suporte financeiro da Eletrobras.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização para todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão nº 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 às 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%) e depende do suporte financeiro da Eletrobras.

## II – Empresas de Geração e Transmissão:

a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da ELETROBRAS, 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 às Eletrobras e à 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 Eletrobras, 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 Boa Vista Energia S.A., da Estação Transmissora de Energia S.A. e da Rio Branco Transmissora, 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 Eletrobras, 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 Sociedade de Propósitos Específicos. 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 Eletrobras, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades.

c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - 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 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.

e) Centrais Elétricas do Pará S.A.(em recuperação judicial) – sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da QMRA Participações 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 apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 1.191.873.

Conforme comunicado ao mercado em anúncio de 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 nº 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.

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 nº 11.101/2005, e deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial.

Durante o procedimento de recuperação judicial, a Investida permanece na condução da sua atividade empresarial, nos termos do artigo 64 da Lei nº 11.101/2005.O impacto da recuperação judicial nas demonstrações financeiras da Investida somente



serão conhecidos após a aprovação do plano de recuperação judicial previsto na legislação.

A situação acima descrita, indica a existência de incerteza significativa que levanta dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade da Investida e, portanto, ela pode não ser capaz de realizar seus ativos e liquidar seus passivos no curso normal dos negócios, conforme parecer de seus auditores independentes (vide nota 8).

f) 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.

g) 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.

Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Rede Energia S.A., 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 apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 82.136.

Conforme apresentado no parecer de seus auditores independentes a investida tem apresentado dificuldades de captação e renovação de seus empréstimos e financiamentos o que vem resultando em dificuldades de liquidar o serviço da dívida, a sua amortização e liquidação de outros compromissos operacionais de curtíssimo prazo. Adicionalmente, a Investida é controlada da Rede Energia S.A. a qual possui investimento em sua controlada Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA – Em Recuperação Judicial que está em processo de Recuperação Judicial, cujo pedido foi deferido em 29 de fevereiro de 2012. A administração da Investida está em curso de negociação com seus credores - instituições financeiras - com o objetivo de alongar o perfil do seu endividamento.

#### IV – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmou 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 Eletrobras participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo – Investimentos:

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 construção

12 - Intesa - Integração Transmissora de Energia

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

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

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

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:

CONTROLADORA

| 31/12/2011                   |                          |                           |                           |
|------------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
| PARTICIPAÇÕES<br>SOCIETÁRIAS | VALOR DO<br>INVESTIMENTO | PERCENTUAL DE<br>BLOQUEIO | INVESTIMENTO<br>BLOQUEADO |
| CTEEP                        | 1.598.248                | 98,76%                    | 1.578.507                 |
| EMAE                         | 320.434                  | 100,00%                   | 320.434                   |
| CESP                         | 203.581                  | 95,88%                    | 195.201                   |
| AES TIETE                    | 812.853                  | 88,94%                    | 722.923                   |
| COELCE                       | 182.639                  | 58,09%                    | 106.090                   |
| DUKE(CGEEP)                  | 22.607                   | 63,25%                    | 14.300                    |
| CEMAT                        | 522.614                  | 86,66%                    | 452.878                   |
| CEB                          | 3.528                    | 50,00%                    | 1.764                     |
| CELPA                        | 171.370                  | 96,99%                    | 166.218                   |
| CELPE                        | 54.853                   | 71,55%                    | 39.249                    |
| CEEE                         | 1.341.763                | 85,93%                    | 1.152.945                 |
| CEMAR                        | 323.433                  | 57,62%                    | 186.357                   |
| SUBTOTAL                     | 5.557.923                |                           | 4.936.865                 |
| Outros Investimentos         | 49.203.960               |                           | -                         |
| TOTAL                        | 54.761.883               | 9,02%                     | 4.936.865                 |

#### 14.5 Combinação de negócios

A controlada Eletrosul,, em 11 de agosto de 2011, após obter as autorizações necessárias (CADE, ANEEL e BNDES), adquiriu o controle acionário da Artemis Transmissora de Energia S/A e Uirapuru Transmissora de Energia S/A. Foi utilizado o método de aquisição para a contabilização dos ativos identificáveis adquiridos, passivos assumidos e participação de não controladores.

Conforme dispõe o parágrafo nº 42 do pronunciamento técnico CPC 15 (IFRS 3 – *Business Combination*), a Companhia reavaliou sua participação anterior de 49% na Artemis e 49% na Uirapuru pelo valor justo da data da aquisição e reconheceu no resultado do período o ganho resultante, conforme a seguir demonstrado.

##### (a) Artemis Transmissora de Energia S/A

O valor da transação total foi de R\$ 145.692, correspondentes a diferença da contraprestação transferida em caixa no valor de R\$ 154.362 e o valor do direito aos dividendos não pagos à Cymi Holding no valor de R\$ 8.670, e decorreu do exercício do direito de preferência para a aquisição das ações.

A aquisição da participação acionária proporcionou à Eletrosul, através do exercício do direito de preferência, deter o controle da Artemis e apresentará como vantagem, a sinergia dos fluxos financeiros, posto que o montante dos dividendos relativos a parcela adquirida passará a integrar o fluxo de caixa, bem como implicará em benefícios de centralização da administração e redução dos custos de transação, quando da efetivação da incorporação.

**Contraprestação**

Em 11 de agosto de 2011

|  |                |
|--|----------------|
| Contraprestação efetivamente transferida (caixa)   | 154.362        |
| Créditos referente dividendos da Cymi Holding (vendedora)                                | (8.670)        |
| Valor justo da participação acionária na Artemis mantida antes da combinação de negócios | 139.978        |
|  | <b>285.670</b> |
| <b>Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos</b>     |                |
| Caixa e equivalentes de caixa  | 14.031         |
| Concessionárias e permissionárias  | 8.422          |
| Ativo financeiro amortizável pela RAP  | 166.109        |
| Ativo financeiro indenizável   | 85.636         |
| Ativos ao valor justo por meio do resultado  | 8.161          |
| Demais contas a receber  | 2.851          |
| Empréstimos e financiamentos   | (99.138)       |
| Impostos a recolher e taxas regulamentares   | (7.226)        |
| Dividendos a pagar   | (17.000)       |
| Demais contas a pagar  | (4.772)        |
| <b>Total de ativos líquidos identificáveis</b>   | <b>157.074</b> |
| Ágio ( <i>Goodwill</i> )   | 65.584         |
| Ganho na participação anterior na Artemis a valor justo                                  | 63.012         |
|  | <b>285.670</b> |

A redução da contraprestação no montante de R\$ 8.670 decorre do contrato de compra e venda das ações, no qual a vendedora abriu o direito de recebimento a compradora.

O ágio (*Goodwill*) no montante de R\$ 65.584 é atribuído à expectativa de rentabilidade futura do negócio pelo direito de exploração da concessão outorgada pela ANEEL para exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica, conforme avaliação econômico-financeira. Este ágio tem vida útil definida e esta sendo amortizável de acordo com o período de concessão.

O ágio pago resultante da aquisição da participação acionária no montante de R\$ 65.584 será utilizado para fins fiscais, conforme autoriza a legislação do imposto de renda.

**(b) Uirapuru Transmissora de Energia S/A**

O valor da transação total foi de R\$ 19.429, correspondentes a diferença da contraprestação transferida em caixa no valor de R\$ 20.859 e o valor do direito aos dividendos não pagos à Cymi Holding no valor de R\$ 1.430, e decorreu do exercício do direito de preferência para a aquisição das ações

A aquisição da participação acionária proporcionou à Eletrosul, através do exercício do direito de preferência, deter o controle da Uirapuru e apresentará como vantagem, a sinergia dos fluxos financeiros, posto que o montante dos dividendos relativos a parcela adquirida passará a integrar o fluxo de caixa, bem como implicará em benefícios de centralização da administração e redução dos custos de transação.



**Contraprestação**

Em 11 de agosto de 2011

|   |               |
|---|---------------|
| Contraprestação efetivamente transferida (caixa)  | 20.859        |
| Créditos referente dividendos da Cymi Holding (vendedor)                                  | (1.430)       |
| Valor justo da participação acionária na Uirapuru mantida antes da combinação de negócios | 36.616        |
|   | <b>56.045</b> |
| <b>Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos</b>      |               |
| Caixa e equivalentes de caixa   | 6.963         |
| Concessionárias e permissionárias   | 2.689         |
| Ativo financeiro amortizável pela RAP   | 63.395        |
| Ativo financeiro indenizável  | 28.145        |
| Ativos ao valor justo por meio do resultado   | 3.167         |
| Demais contas a receber   | 95            |
| Empréstimos e financiamentos  | (41.946)      |
| Impostos a recolher e taxas regulamentares  | (642)         |
| Dividendos a pagar  | (5.500)       |
| Demais contas a pagar   | (4.402)       |
| <b>Total de ativos líquidos identificáveis</b>  | <b>51.964</b> |
| Participação não controladora   | (12.991)      |
| Ágio ( <i>Goodwill</i> )  | 5.918         |
| Ganho na participação anterior na Uirapuru a valor justo                                  | 11.154        |
|   | <b>56.045</b> |

A redução da contraprestação no montante de R\$ 1.430 decorre do contrato de compra e venda das ações, no qual a vendedora abriu o direito de recebimento a compradora.

O ágio (*Goodwill*) no montante de R\$ 5.918 é atribuído à expectativa de rentabilidade futura do negócio pelo direito de exploração da concessão outorgada pela ANEEL para exploração do serviço público de transmissão de energia elétrica, conforme avaliação econômico-financeira. Este ágio tem vida útil definida e esta sendo amortizável de acordo com o período de concessão.

No momento, a Eletrosul não tem intenção de utilizar o valor do ágio para fins fiscais.

(c) Valor justo dos ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos

A Eletrosul adotou como valor justo dos ativos e passivos como sendo o valor registrado em seus livros, visto que:

Os caixas e equivalentes de caixas adquiridos são depósitos bancários e aplicações financeiras de curto prazo, avaliadas pelo custo de aquisição acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço patrimonial, e seu valor aproxima-se o valor justo.

Concessionárias e permissionárias engloba as contas a receber por transmissão de energia faturada, acrescidas das variações monetárias, quando contratadas.

Ativos financeiros amortizáveis pela RAP estão reconhecidos os direitos de cobrar os usuários pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão de energia elétrica em linha com a interpretação ICPC 01 Contratos de Concessão, que representa o valor justo do referido ativo financeiro.

Ativos ao valor justo por meio do resultado referem-se à aplicação financeira no fundo de investimento corrigido por CDI, vinculada ao financiamento com o BNDES, como parte da garantia concedida à instituição financeira.

Empréstimos e financiamentos estão sujeitos a juros com taxas usuais de mercado para operações com as mesmas características. Os valores de mercado dos financiamentos são muito próximos dos valores contabilizados, considerando os valores, prazos e linhas específicas de financiamentos contratados

## NOTA 15 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se à infraestrutura para geração de energia elétrica. A infraestrutura destinada aos segmentos de transmissão e distribuição são tratados nos termos do estabelecido no ICPC 01 (IFRIC 12).

| CONSOLIDADO   |                       |                                       |               |
|---------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------|
| 31/12/2011    |                       |                                       |               |
| Custo         | Depreciação acumulada | (-) Obrigações vinculadas à Concessão | Valor líquido |
| Em serviço    |                       |                                       |               |
| Geração       | 59.688.026            | (24.385.487)                          | 34.953.487    |
| Administração | 2.272.380             | (1.353.630)                           | 886.038       |
|               | 61.960.406            | (25.739.117)                          | 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)                          | 53.214.861    |

| CONSOLIDADO   |                       |                                       |               |
|---------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------|
| 31/12/2010    |                       |                                       |               |
| Custo         | Depreciação acumulada | (-) Obrigações vinculadas à Concessão | Valor líquido |
| Em serviço    |                       |                                       |               |
| Geração       | 57.188.232            | (22.998.388)                          | 33.861.867    |
| Administração | 2.210.771             | (1.248.170)                           | 927.010       |
|               | 59.399.003            | (24.246.558)                          | 34.788.877    |
| Em curso      |                       |                                       |               |
| Geração       | 11.538.959            | -                                     | 11.538.959    |
| Administração | 354.662               | -                                     | 354.662       |
|               | 11.893.621            | -                                     | 11.893.621    |
|               | 71.292.624            | (24.246.558)                          | 46.682.498    |

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 à terceiros.

As Obrigações Especiais correspondem à 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<br>31/12/2011 |
|---|------------------------|------------------|--------------------------------|--------------------|------------------------|
|   | Saldo em<br>31/12/2010 | Adições          | Transferência<br>curso/serviço | Depreciação        |                        |
| Geração / Comercialização                       |                        |                  |                                |                    |                        |
| Em serviço                                      | 55.976.229             | 3.136.868        | (590.458)                      | -                  | 58.522.639             |
| Depreciação acumulada                           | (22.998.388)           | -                | -                              | (1.387.099)        | (24.385.487)           |
| Em curso  | 11.538.959             | 4.776.939        | 590.458                        | (166)              | 16.906.190             |
| Arrendamento Mercantil - Leasing                | 1.212.003              | -                | -                              | (46.616)           | 1.165.387              |
|   | <u>45.728.803</u>      | <u>7.913.807</u> | <u>-</u>                       | <u>(1.433.881)</u> | <u>52.208.729</u>      |
| Administração                                   |                        |                  |                                |                    |                        |
| Em serviço                                      | 2.210.771              | 55.939           | 37.068                         | (31.398)           | 2.272.380              |
| Depreciação acumulada                           | (1.248.170)            | -                | -                              | (105.460)          | (1.353.630)            |
| Em curso  | 354.662                | 151.552          | (37.068)                       | -                  | 469.146                |
|   | <u>1.317.263</u>       | <u>207.491</u>   | <u>-</u>                       | <u>(136.858)</u>   | <u>1.387.897</u>       |
| (-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão | -                      | -                | -                              | -                  | -                      |
| Uso do Bem Público - UBP                        | -                      | -                | -                              | -                  | -                      |
| Reintegração Acumulada                          | 14.053                 | -                | -                              | -                  | 14.053                 |
| Contribuições do Consumidor                     | (147.894)              | -                | -                              | -                  | (147.894)              |
| Participação da União Federal                   | (47.584)               | -                | -                              | -                  | (47.584)               |
| Outros  | (182.143)              | (18.196)         | -                              | -                  | (200.339)              |
|   | <u>(363.568)</u>       | <u>(18.196)</u>  | <u>-</u>                       | <u>-</u>           | <u>(381.764)</u>       |
| <b>TOTAL</b>                                    | <u>46.682.498</u>      | <u>8.103.102</u> | <u>-</u>                       | <u>(1.570.739)</u> | <u>53.214.861</u>      |

|   | CONSOLIDADO            |                  |                                |                    | Saldo em<br>31/12/2010 |
|---|------------------------|------------------|--------------------------------|--------------------|------------------------|
|   | Saldo em<br>31/12/2009 | Adições          | Transferência<br>curso/serviço | Depreciação        |                        |
| Geração / Comercialização                       |                        |                  |                                |                    |                        |
| Em serviço                                      | 52.801.218             | 116.947          | 3.079.229                      | (21.165)           | 55.976.229             |
| Depreciação acumulada                           | (21.685.079)           | -                | -                              | (1.313.309)        | (22.998.388)           |
| Em curso  | 8.342.934              | 6.269.048        | (3.079.229)                    | 6.206              | 11.538.959             |
| Arrendamento Mercantil - Leasing                | 1.258.619              | -                | -                              | (46.616)           | 1.212.003              |
|   | <u>40.717.692</u>      | <u>6.385.995</u> | <u>-</u>                       | <u>(1.374.884)</u> | <u>45.728.803</u>      |
| Administração                                   |                        |                  |                                |                    |                        |
| Em serviço                                      | 1.865.281              | 299.702          | 45.788                         | -                  | 2.210.771              |
| Depreciação acumulada                           | (1.008.374)            | -                | -                              | (239.796)          | (1.248.170)            |
| Em curso  | 400.450                | -                | (45.788)                       | -                  | 354.662                |
|   | <u>1.257.357</u>       | <u>299.702</u>   | <u>-</u>                       | <u>(239.796)</u>   | <u>1.317.263</u>       |
| (-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão | -                      | -                | -                              | -                  | -                      |
| Uso do Bem Público - UBP                        | -                      | -                | -                              | -                  | -                      |
| Reintegração Acumulada                          | 14.053                 | -                | -                              | -                  | 14.053                 |
| Contribuições do Consumidor                     | (147.894)              | -                | -                              | -                  | (147.894)              |
| Participação da União Federal                   | (47.584)               | -                | -                              | -                  | (47.584)               |
| Outros  | (196.019)              | 13.876           | -                              | -                  | (182.143)              |
|   | <u>(377.444)</u>       | <u>13.876</u>    | <u>-</u>                       | <u>-</u>           | <u>(363.568)</u>       |
| <b>TOTAL</b>                                    | <u>41.597.605</u>      | <u>6.699.573</u> | <u>-</u>                       | <u>(1.614.680)</u> | <u>46.682.498</u>      |

## Taxa Média e Depreciação Acumulada:

| Geração       | CONSOLIDADO               |                       |                           |                       |
|---------------|---------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------|
|               | 31/12/2011                |                       | 31/12/2010                |                       |
|               | Taxa média de depreciação | Depreciação acumulada | Taxa média de depreciação | Depreciação acumulada |
| Hidráulica    | 2,44%                     | 19.856.370            | 2,46%                     | 18.646.869            |
| Nuclear       | 3,30%                     | 2.501.816             | 3,30%                     | 2.264.774             |
| Térmica       | 5,77%                     | 2.027.301             | 5,64%                     | 2.086.745             |
|               |                           | 24.385.487            |                           | 22.998.388            |
| Administração | 7,46%                     | 1.353.630             | 7,45%                     | 1.248.170             |
|               |                           | 1.353.630             |                           | 1.248.170             |
| Total         |                           | 25.739.117            |                           | 24.246.558            |

## NOTA 16 – ATIVO FINANCEIRO

### I - Itaipu Binacional

Considerando as características do empreendimento Itaipu Binacional, o qual se traduz, como um fluxo de caixa, o investimento foi enquadrado como ativo financeiro, conforme abaixo:

|   | CONSOLIDADO        |                    |
|---|--------------------|--------------------|
|   | 31/12/2011         | 31/12/2010         |
| Contas a Receber                                | 2.278.404          | 1.891.564          |
| Direito de Ressarcimento                        | 611.508            | 290.704            |
| Fornecedores de Energia - Itaipu                | (586.994)          | (588.983)          |
| Obrigações de ressarcimento                     | (1.404.965)        | (596.270)          |
| Outros  | -                  | -                  |
| Total ativo circulante                          | <u>897.953</u>     | <u>997.015</u>     |
| Contas a Receber                                | 139.563            | 35.715             |
| Direito de Ressarcimento                        | 3.936.511          | 1.910.996          |
| Obrigações de ressarcimento                     | <u>(2.352.065)</u> | <u>(1.122.137)</u> |
|   | <u>1.724.009</u>   | <u>824.574</u>     |
| Imobilizado Itaipu                              |                    |                    |
| Geração   |                    |                    |
| Em serviço                                      | 14.931.693         | 13.916.577         |
| Em curso  | <u>50.557</u>      | <u>42.762</u>      |
|   | <u>14.982.250</u>  | <u>13.959.339</u>  |
| Administração                                   |                    |                    |
| Em serviço                                      | 797.093            | 718.508            |
| Em curso  | <u>190.847</u>     | <u>145.665</u>     |
|   | <u>987.940</u>     | <u>864.173</u>     |
| Total ativo não circulante                      | <u>17.694.199</u>  | <u>15.648.086</u>  |
| Total do ativo financeiro de Itaipu consolidado | <u>18.592.152</u>  | <u>16.645.101</u>  |

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

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

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 Eletrobras, 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, representado pela rubrica Direito de Ressarcimento, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 3.936.511 em 31 de dezembro de 2011, equivalentes a US\$ 2,098,577 (31 de dezembro de 2010 – R\$ 1.910.996, equivalentes a US\$ 1,146,919), dos quais R\$ 2.352.065, equivalente a US\$ 1,253,900, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023 representado em obrigações de ressarcimento, 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.

#### b - Comercialização de energia elétrica - Itaipu Binacional

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, foram comercializados no exercício de 2011 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 2011, a atividade foi superavitária em R\$ 639.977 (R\$ 225.128 em 31 de dezembro de 2010), sendo a obrigação decorrente incluída na rubrica de Obrigações de Ressarcimento

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

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

O total do ativo financeiro está demonstrado no Balanço Patrimonial consolidado conforme quadro abaixo:

|  | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
|--|------------|------------|
| Concessões de Transmissão                  |            |            |
| Ativo Financeiro Receita Anual Permitida   | 9.276.285  | 7.444.868  |
| Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis | 17.273.525 | 15.935.225 |
|  | 26.549.810 | 23.380.093 |
| Concessões de Distribuição                 |            |            |
| Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis | 3.025.366  | 2.342.039  |
|  | 3.025.366  | 2.342.039  |
| Ativo Financeiro Itaipu                    | 18.592.152 | 16.645.101 |
|  | 18.592.152 | 16.645.101 |
| Total do ativo financeiro                  | 48.167.328 | 42.367.234 |
| Ativo Financeiro – Circulante              | 2.017.949  | 1.723.522  |
| Ativo Financeiro – Não Circulante          | 46.149.379 | 40.643.712 |
| Total do ativo financeiro                  | 48.167.328 | 42.367.234 |



## NOTA 17 – ATIVO INTANGÍVEL

|                            |  | CONTROLADORA |          |              |                |            |
|----------------------------|--|--------------|----------|--------------|----------------|------------|
|                            |  | 31/12/2010   | Adições  | Amortizações | Transferências | 31/12/2011 |
| Não vinculados à Concessão |  |              |          |              |                |            |
| Em serviço                 |  | 61.114       | -        | -            | -              | 61.114     |
| Amortização Acumulada (-)  |  | (11.111)     | -        | (1.853)      | -              | (12.964)   |
| Total                      |  | 50.003       | -        | (1.853)      | -              | 48.150     |
| Total                      |  | 50.003       | -        | (1.853)      | -              | 48.150     |
| CONSOLIDADO                |  |              |          |              |                |            |
|                            |  | 31/12/2010   | Adições  | Amortizações | Transferências | 31/12/2011 |
| Vinculados à Concessão     |  |              |          |              |                |            |
| Geração                    |  |              |          |              |                |            |
| Serviço                    |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 909.952      |          |              | 60.604         | 970.556    |
| Amortização Acumulada (-)  |  | (19.791)     |          | (19.998)     |                | (39.789)   |
| Curso                      |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 156.026      | 16.007   |              | (60.604)       | 111.429    |
|                            |  | 1.046.187    | 16.007   | (19.998)     | -              | 1.042.196  |
| Distribuição               |  |              |          |              |                |            |
| Serviço                    |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 1.995.293    | 22.244   | -            | 58.538         | 2.076.075  |
| Amortização Acumulada (-)  |  | (814.659)    | (50.315) | (67.269)     | 584            | (931.659)  |
| Obrigações especiais       |  | (364.863)    | (62.766) | 7.800        | (35.218)       | (455.047)  |
| Curso                      |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 180.093      | 85.854   | -            | (56.471)       | 209.476    |
| Obrigações especiais       |  | (99.223)     | (37.569) | (472)        | 32.567         | (104.697)  |
|                            |  | 896.641      | (42.552) | (59.941)     | -              | 794.148    |
| Transmissão                |  |              |          |              |                |            |
| Curso                      |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 35.868       | 22.548   | -            | -              | 58.416     |
|                            |  | 35.868       | 22.548   | -            | -              | 58.416     |
| Não vinculados à Concessão |  |              |          |              |                |            |
| Em serviço                 |  | 366.948      | 189.229  | -            | 15.327         | 571.504    |
| Amortização Acumulada (-)  |  | (144.834)    | (10.693) | (39.686)     | 1.283          | (193.930)  |
| Em curso                   |  | 63.162       | 52.481   | -            | (16.610)       | 99.033     |
| Total                      |  | 285.276      | 231.017  | (39.686)     | -              | 476.607    |
| Total                      |  | 2.263.972    | 227.020  | (119.625)    | -              | 2.371.367  |
| CONTROLADORA               |  |              |          |              |                |            |
|                            |  | 31/12/2009   | Adições  | Amortizações | Transferências | 31/12/2010 |
| Não vinculados à Concessão |  |              |          |              |                |            |
| Em serviço                 |  | 61.114       | -        | -            | -              | 61.114     |
| Amortização Acumulada (-)  |  | (9.260)      | -        | (1.851)      | -              | (11.111)   |
|                            |  | 51.854       | -        | (1.851)      | -              | 50.003     |
| Total                      |  | 51.854       | -        | (1.851)      | -              | 50.003     |
| CONSOLIDADO                |  |              |          |              |                |            |
|                            |  | 31/12/2009   | Adições  | Amortizações | Transferências | 31/12/2010 |
| Vinculados à Concessão     |  |              |          |              |                |            |
| Geração                    |  |              |          |              |                |            |
| Serviço                    |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 645.678      | 264.274  |              |                | 909.952    |
| Amortização Acumulada (-)  |  |              |          | (19.791)     |                | (19.791)   |
| Curso                      |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 107.030      | 48.996   |              |                | 156.026    |
| Impairment                 |  |              |          |              |                | -          |
|                            |  | 752.708      | 313.270  | (19.791)     | -              | 1.046.187  |
| Distribuição               |  |              |          |              |                |            |
| Serviço                    |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 1.923.390    | 10.647   | -            | 61.256         | 1.995.293  |
| Amortização Acumulada (-)  |  | (682.095)    | (57.232) | (75.332)     | -              | (814.659)  |
| Obrigações especiais       |  | (322.852)    | (16.289) | 4.999        | (30.721)       | (364.863)  |
| Curso                      |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 118.486      | 122.861  | -            | (61.254)       | 180.093    |
| Obrigações especiais       |  | (79.530)     | (50.412) | -            | 30.719         | (99.223)   |
|                            |  | 957.399      | 9.575    | (70.333)     | -              | 896.641    |
| Transmissão                |  |              |          |              |                |            |
| Curso                      |  |              |          |              |                |            |
| Saldo                      |  | 30.644       | 5.224    | -            | -              | 35.868     |
|                            |  | 30.644       | 5.224    | -            | -              | 35.868     |
| Não vinculados à Concessão |  |              |          |              |                |            |
| Em serviço                 |  | 332.517      | 24.133   | -            | 10.298         | 366.948    |
| Amortização Acumulada (-)  |  | (101.306)    | (7.414)  | (37.037)     | 923            | (144.834)  |
| Em curso                   |  | 52.721       | 22.032   | -            | (11.591)       | 63.162     |
|                            |  | 283.932      | 38.751   | (37.037)     | (370)          | 285.276    |
| Total                      |  | 2.024.683    | 366.820  | (127.161)    | (370)          | 2.263.972  |

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

## NOTA 18 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A companhia definiu 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 média de desconto (5,49% para geração, 5,28% para transmissão e 5,45% 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.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2011:

a) Eletrosul – Face ao atraso da entrada em operação da UHE Passo São João, os fluxos de caixa futuros serão insuficientes para cobrir os custos. Portanto, a Companhia reconheceu *impairment* no montante de R\$ 107.664 (R\$ 142.870 em 2010).

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\$ 573.731, sendo R\$ 69.546, neste exercício.

c) Furnas – A Companhia reconheceu *impairment* sobre as UHE Batalha e UHE Simpício, no montante de R\$ 693.339, sobre a recuperação de ativos, sendo de R\$ 349.444 neste exercício, tendo em vista um aumento na estrutura de custos impostas pelo atraso nas obras de construção das usinas hidrelétricas.

|                                 | Consolidado |
|---------------------------------|-------------|
| Saldo em 31 de dezembro de 2009 | 886.305     |
| (+) Provisão                    | 388.666     |
| (-) Reversões                   | (285.446)   |
| Saldo em 31 de dezembro de 2010 | 989.525     |
| (+) Provisão                    | 438.484     |
| (-) Reversão                    | (27.474)    |
| Saldo em 31 de dezembro de 2011 | 1.400.535   |
| Imobilizado                     | 830.370     |
| Intangível                      | 558.488     |
| Outros                          | 11.677      |
|                                 | 1.400.535   |

## NOTA 19 – FORNECEDORES

|                               | CONTROLADORA   |                | CONSOLIDADO      |                  |
|-------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
|                               | 31/12/2011     | 31/12/2010     | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| CIRCULANTE                    |                |                |                  |                  |
| Bens, Materiais e Serviços    | 68.544         | 102.260        | 1.972.176        | 1.314.871        |
| Energia Comprada para Revenda | 316.132        | 263.705        | 4.312.692        | 3.850.379        |
| CCEE - Energia de curto prazo | -              | -              | 53.234           | 515              |
|                               | <u>384.676</u> | <u>365.965</u> | <u>6.338.102</u> | <u>5.165.765</u> |

## NOTA 20 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

| ADIANTAMENTOS DE CLIENTES            | CONTROLADORA   |                | CONSOLIDADO      |                  |
|--------------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
|                                      | 31/12/2011     | 31/12/2010     | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| CIRCULANTE                           |                |                |                  |                  |
| Venda antecipada de energia - ALBRAS | -              | -              | 44.098           | 39.362           |
| Adiantamentos de clientes - PROINFA  | 368.943        | 302.100        | 368.943          | 302.100          |
|                                      | <u>368.943</u> | <u>302.100</u> | <u>413.041</u>   | <u>341.462</u>   |
| NÃO CIRCULANTE                       |                |                |                  |                  |
| Venda antecipada de energia - ALBRAS | -              | -              | 879.452          | 928.653          |
|                                      | <u>-</u>       | <u>-</u>       | <u>879.452</u>   | <u>928.653</u>   |
| TOTAL                                | <u>368.943</u> | <u>302.100</u> | <u>1.292.493</u> | <u>1.270.115</u> |

### I – ALBRÁS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRÁS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescido 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 42).

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 | CONTROLADORA     |            |   |
|---------|------------------|------------|---|
|         | Data do Contrato |            | Volume em Magawatts Médios (MW)                 |
|         | Inical           | 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 21 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

### I - Contratos obtidos pela Eletrobras – 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\$ 495,000,000 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\$ 1.237.500, em maio de 2011, para pagamento de taxa do próprio empréstimo, ficando o saldo restante a ser sacado.

Nos contratos tipo A/B Loan, de empréstimo sindicalizado entre a CAF e bancos comerciais, 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, de acordo com as práticas de mercado há dois contratos de financiamento coordenados pelo BNP e CDB.

Além dos bônus emitidos em 2005 com o antigo Dresdner Bank AG e com o Credit Suisse em 2009, a Eletrobras adquiriu recursos pela emissão do bônus de US\$

1,750,000,000 em operação conjunta do Santander e Credit Suisse, em outubro de 2011. Os recursos obtidos no mercado internacional destinam-se ao Programa de Investimento com Parceria.

#### B) Contratos obtidos pela Eletrobras - 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 Eletrobras 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% a.a. . Em 31 de dezembro de 2011, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 8.931.891 (31 de dezembro de 2010 – R\$ 8.159.038), 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 Eletrobras.

| 31/12/2011                              |       |         |               |            |                     |         |               |            |
|---|-------|---------|---------------|------------|---------------------|---------|---------------|------------|
| CONTROLADORA                            |       |         |               |            | CONSOLIDADO         |         |               |            |
| ENCARGOS CIRCULANTE                     |       |         | PRINCIPAL NÃO |            | 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                                   |       |         |               |            |                     |         |               |            |
| Bônus - Dresdner Bank                   | 7,75% | 4.292   | -             | 562.740    | 7,75%               | 4.292   | -             | 562.740    |
| SANTANDER 1.75 BI                       | 5,75% | 36.845  | -             | 3.282.650  | 5,75%               | 36.845  | -             | 3.282.650  |
| Credit Suisse                           | 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         |       | -       | -             | -          |                     | 79.291  | 1.728.195     | 3.654.832  |
| BNDES                                   |       | -       | -             | -          |                     | 49.126  | 1.228.122     | 8.336.944  |
|   |       | -       | -             | 8.931.891  |                     | 128.417 | 2.956.317     | 20.938.677 |
|   |       | 120.500 | 367.620       | 17.806.158 |                     | 254.306 | 3.751.020     | 38.408.352 |

| 31/12/2010                              |       |        |               |            |                     |         |               |            |
|---|-------|--------|---------------|------------|---------------------|---------|---------------|------------|
| CONTROLADORA                            |       |        |               |            | CONSOLIDADO         |         |               |            |
| ENCARGOS CIRCULANTE                     |       |        | PRINCIPAL NÃO |            | ENCARGOS CIRCULANTE |         | PRINCIPAL NÃO |            |
| Tx. Média                               | Valor |        | CIRCULANTE    | CIRCULANTE | Tx. Média           | Valor   | CIRCULANTE    | CIRCULANTE |
| Moeda Estrangeira                       |       |        |               |            |                     |         |               |            |
| Instituições financeiras                |       |        |               |            |                     |         |               |            |
| Banco Interamericano de Desenvolvimento | 4,16% | 2.202  | 31.001        | 201.509    | 4,16%               | 2.202   | 31.001        | 201.509    |
| Corporación Andino de Fomento - CAF     | 2,29% | 9.886  | 25.634        | 1.935.355  | 2,29%               | 9.886   | 25.634        | 1.935.355  |
| Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW    | 3,86% | 70     | 21.158        | 43.556     | 3,86%               | 70      | 21.158        | 43.556     |
| Dresdner Bank                           | 6,25% | 88     | 21.405        | 21.406     | 6,25%               | 88      | 21.405        | 21.406     |
| Eximbank                                | 2,15% | 1.591  | 44.999        | 292.490    | 2,15%               | 1.591   | 44.999        | 292.490    |
| BNP Paribas                             | 1,48% | 338    | 57.703        | 601.060    | 1,48%               | 338     | 57.703        | 601.060    |
| Outras                                  |       | 175    | 1.684         | 9.344      |                     | 721     | 11.784        | 12.477     |
|   |       | 14.350 | 203.584       | 3.104.720  |                     | 14.896  | 213.684       | 3.107.853  |
| Bônus                                   |       |        |               |            |                     |         |               |            |
| Bônus - Dresdner Bank                   | 7,75% | 3.812  | -             | 499.860    | 7,75%               | 3.812   | -             | 499.860    |
| CREDIT SUISSE                           | 6,87% | 54.162 | -             | 1.666.200  | 6,87%               | 54.162  | -             | 1.666.200  |
|   |       | 57.974 | -             | 2.166.060  |                     | 57.974  | -             | 2.166.060  |
| Outros                                  |       |        |               |            |                     |         |               |            |
| Tesouro Nacional - ITAIPU               |       | -      | -             | -          |                     | 2.412   | 349.744       | 7.978.640  |
|   |       | -      | -             | -          |                     | 2.412   | 349.744       | 7.978.640  |
|   |       | 72.324 | 203.584       | 5.270.780  |                     | 75.282  | 563.428       | 13.252.553 |
| Moeda Nacional                          |       |        |               |            |                     |         |               |            |
| Reserva Global de Reversão              |       | -      | -             | 8.159.038  |                     | -       | -             | 8.159.038  |
| BNDES                                   |       | -      | -             | -          |                     | 10.786  | 330.338       | 2.703.781  |
| Outras Instituições Financeiras         |       | -      | -             | -          |                     | 54.252  | 834.379       | 7.154.599  |
|   |       | -      | -             | 8.159.038  |                     | 65.038  | 1.164.717     | 18.017.418 |
|   |       | 72.324 | 203.584       | 13.429.818 |                     | 140.320 | 1.728.145     | 31.269.971 |

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

b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos corresponde na controladora a R\$ 9.362.387mil, equivalente a US\$ 4.991,144 mil e no consolidado a R\$ 18.390.267 mil, equivalente a US\$ 9.803,959 mil. A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

|              | US\$   | EURO  | YEN   |
|--------------|--------|-------|-------|
| Controladora | 95,43% | 0,85% | 3,72% |
| Consolidado  | 97,67% | 0,43% | 1,89% |

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2011, é de 4,97% e 2010 foi de 4,19%.

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

|              | 2013    | 2014    | 2015      | 2016    | 2017    | Após 2017  | Total      |
|--------------|---------|---------|-----------|---------|---------|------------|------------|
| Controladora | 267.762 | 298.337 | 493.590   | 271.287 | 267.784 | 7.893.807  | 9.492.567  |
| Consolidado  | 577.571 | 643.521 | 1.064.687 | 585.172 | 577.618 | 17.027.149 | 20.475.718 |

## 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 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 |             |
|---|-------------|-------------|
|   | 31/12/2011  | 31/12/2010  |
| Menos de um ano   | 283.831     | 244.098     |
| Mais de um ano e menos de cinco anos  | 1.419.154   | 1.220.493   |
| Mais de cinco anos  | 2.105.079   | 2.213.161   |
| Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros             | 202.636     | 416.322     |
| Obrigações brutas de arrendamento financeiro - pagamentos mínimos de arrendamento | 4.010.700   | 4.094.074   |
| Ajuste a valor presente   | (2.092.159) | (2.279.042) |
| Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros                           | 1.918.541   | 1.815.032   |
| Menos de um ano   | 142.997     | 120.485     |
| Mais de um ano e menos de cinco anos  | 714.984     | 602.315     |
| Mais de cinco anos  | 1.060.560   | 1.092.232   |
| Valor presente dos pagamentos   | 1.918.541   | 1.815.032   |



### 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.

| Controlada     | Ano  | Ano2  | Empreendimento   | Banco Financiador  | Modalidade (corporativo/SPE)                                | Participação da Controlada | Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada) | Saldo Devedor em 31/12/2011 | Saldo Garantidor Eletrobras | Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício |            |            | a Liberar Após 2014 | Termo da Garantia |
|----------------|------|-------|--|--|---|----------------------------|--|-----------------------------|-----------------------------|--|------------|------------|---------------------|-------------------|
|                |      |       |  |  |   |                            |  |                             |                             | 2012   | 2013       | 2014       |                     |                   |
| Chief          | 2009 | 2009  | UHE Jirau  | BNDES 09.2.0097.1 e Banco do Brasil/Caixa Econômica Federal/Bradesco/Itaú BBA e Banco do Nordeste 21.00398-X | Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESRB                   | 20,0%                      | 1.444.000  | 1.329.848                   | 13.298                      | 1.664.995                                    | 1.606.545  | 1.524.168  | -                   | 15/01/2034        |
| Chief          | 2010 | 2010  | Implantação da Linha de Transmissão e das Estações Conversoras referentes aos Lotes "O e P" do Lote ANEL nº 007/2008 | BNDES  | Interligação Elétrica do Madeira S.A. - IE Made             | 24,5%                      | 98.336   | 108.203                     | 1.082                       | -  | -          | -          | -                   | 17/09/2012        |
| Chief          | 2011 | 2011  | Lote C - Lote 004/2008 - LT Onomê - Silves - Eng. Lechuga e Sés Itacatiara e Silves (antiga Itacatiara e Cariri)     | BASA (FNO)   | Manaus Transmissora de Energia S A                          | 19,5%                      | 48.750   | 49.230                      | 492                         | 54.225                                       | 59.726     | 65.786     | -                   | 31/12/2031        |
| Chief          | 2011 | 2011  | Lote C - Lote 004/2008 - LT Onomê - Silves - Eng. Lechuga e Sés Itacatiara e Silves (antiga Itacatiara e Cariri)     | BNDES  | Manaus Transmissora de Energia S A                          | 19,5%                      | 74.100   | 74.930                      | 749                         | 81.847                                       | 89.402     | 97.654     | -                   | 31/12/2026        |
| Eletrosul      | 2009 | 2009  | UHE Jirau  | BNDES 09.2.0097.1 e BNDES/BB/CEF/Bradesco/Itaú BBA e Banco do Nordeste 21.00398-X                            | Energia Sustentável do Brasil S.A.                          | 20,00%                     | 1.444.000  | 1.329.848                   | 13.298                      | 1.664.995                                    | 1.606.545  | 1.524.168  | -                   | 15/01/2034        |
| Eletrosul      | 2010 | 2010  | Usina Elétrica Cero Chato I  | Banco do Brasil 40/00508-9   | Elétrica Cero Chato I S.A.                                  | 90,00%                     | 67.026   | 57.428                      | 574                         | 63.644                                       | 55.258     | 46.870     | -                   | 15/07/2020        |
| Eletrosul      | 2010 | 2010  | Usina Elétrica Cero Chato II   | Banco do Brasil 40/00509-7   | Elétrica Cero Chato II S.A.                                 | 90,00%                     | 67.026   | 57.474                      | 575                         | 63.644                                       | 55.258     | 46.870     | -                   | 15/07/2020        |
| Eletrosul      | 2010 | 2010  | Usina Elétrica Cero Chato III  | Banco do Brasil 40/00510-0   | Elétrica Cero Chato III S.A.                                | 90,00%                     | 67.026   | 67.026                      | 670                         | 63.644                                       | 55.258     | 46.870     | -                   | 15/07/2020        |
| Eletrosul      | 2008 | 2008  | 260 km, entre a SE de Campos Novos e a SE Nova Santa Rita LT Coletora Porto Velho                                    | BNDES 07.2.0663.1  | Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A. | 100,00%                    | 126.221  | 112.422                     | 1.124                       | 100.337                                      | 88.408     | 76.536     | -                   | 15/06/2021        |
| Eletrosul      | 2010 | 2010  | Arquitetura 2, nº 2, em CC, +/- 600 kV   | BNDES 10.2.0453.1  | Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.                   | 24,50%                     | 295.000  | 75.208                      | 752                         | -  | -          | -          | -                   | 15/04/2012        |
| Eletrosul      | 2011 | 2011  | SE Coletora Porto Velho em 500/230   | BNDES 10.2.2072.1  | Porto Velho Transmissora de Energia S.A.                    | 100,00%                    | 283.411  | 274.982                     | 2.750                       | 273.058                                      | 255.614    | 238.177    | -                   | 15/08/2028        |
| Eletrosul      | 2009 | 2009  | UHE Mauá - Direto  | BNDES 08.2.0988.1  | Consórcio Cruzeiro do Sul                                   | 49,00%                     | 182.417  | 89.732                      | 897                         | 84.552                                       | 78.963     | 73.372     | -                   | 15/01/2028        |
| Eletrosul      | 2009 | 2009  | UHE Mauá - Indireto  | BNDES/Banco do Brasil 21/00406-4   | Consórcio Cruzeiro do Sul                                   | 49,00%                     | 182.417  | 89.764                      | 898                         | 84.581                                       | 78.990     | 73.397     | -                   | 15/01/2028        |
| Eletrosul      | 2008 | 2008  | UHE Passo São João   | BNDES 07.2.1061.1  | Projeto corporativo   | 100,00%                    | 183.330  | 186.856                     | 1.869                       | 177.913                                      | 164.850    | 151.781    | -                   | 15/07/2026        |
| Eletrosul      | 2006 | 2006  | LT, segundo circuito, entre as SE's de Campos Novos e Blumenau, extensão 359 km, 525 kV                              | BNDES/Banco do Brasil 20/00039-1   | Projeto corporativo   | 100,00%                    | 50.000   | 31.547                      | 315                         | 27.048                                       | 22.860     | 18.666     | -                   | 15/05/2019        |
| Eletrosul      | 2006 | 2006  | LT, segundo circuito, entre as SE's de Campos Novos e Blumenau, extensão 359 km, 525 kV                              | BNDES/BROE 20/00039-1  | Projeto corporativo   | 100,00%                    | 50.000   | 31.497                      | 315                         | 27.007                                       | 22.804     | 18.599     | -                   | 15/05/2019        |
| Eletrosul      | 2006 | 2006  | LT 525 kV, extensão 359 km, Campos Novos - Blumenau  | BNDES 06.2.0057.1  | Projeto corporativo   | 100,00%                    | 103.180  | 63.867                      | 639                         | 54.798                                       | 46.270     | 37.738     | -                   | 15/05/2019        |
| Eletrosul      | 2008 | 2008  | Reforços (expansão) da LT Campos Novos - Blumenau (Circuito 2), mediante construção da SE Bganga de 525 kV           | BNDES 08.2.1026.1  | Projeto corporativo   | 100,00%                    | 67.017   | 52.572                      | 526                         | 46.868                                       | 41.196     | 35.522     | -                   | 15/03/2021        |
| Fumas          | 2011 | 2011  | UHE São Domingos   | BNDES 10.2.1860.1  | Projeto corporativo   | 100,00%                    | 207.000  | 102.003                     | 1.020                       | 207  | 193        | 180        | -                   | 15/06/2028        |
| Fumas          | 2010 | 2010  | Santo Antônio Energia S.A.   | BNDES  | SPE   | 39,0%                      | 2.392.717  | 2.746.723                   | 27.467                      | 3.006.832                                    | 3.268.608  | 3.297.985  | 8.221               | 15/03/2034        |
| Fumas          | 2009 | 2009  | Santo Antônio Energia S.A.   | Banco da Amazônia S.A. - FNO   | SPE   | 39,0%                      | 196.334  | 213.746                     | 2.137                       | 223.279                                      | 234.199    | 244.057    | -                   | 10/03/2034        |
| Fumas          | 2010 | 2010  | Foz do Chapeco Energia S.A.  | BNDES  | SPE   | 40,0%                      | 662.335  | 819.068                     | 8.191                       | 737.854                                      | 686.967    | 636.081    | -                   | 15/09/2027        |
| Fumas          | 2011 | 2011  | Cia. De Transmissão Centroeste de Minas  | BNDES  | SPE   | 49,0%                      | 13.827   | 13.347                      | 133                         | 11.856                                       | 10.539     | 9.221      | -                   | 15/04/2023        |
| Fumas          | (*)  | ??    | Serra do Falcão Energia S.A.   | BNDES  | SPE   | 49,5%                      | 257.357  | 293.998                     | 2.940                       | 268.950                                      | 250.294    | 231.639    | -                   | 15/06/2027        |
| Fumas          | 2010 | (**)  | Interligação do Madeira S.A.   | BNDES  | SPE   | 24,5%                      | 98.336   | 108.203                     | 1.082                       | -  | -          | -          | -                   | 17/09/2012        |
| Fumas          | 2011 | (**)  | Interligação do Madeira S.A.   | BNDES  | SPE   | 24,5%                      | 68.600   | 34.535                      | 345                         | -  | -          | -          | -                   | 17/09/2012        |
| Fumas          | 2011 | (**)  | Interligação do Madeira S.A.   | DEBENTURES - ITAÚ  | SPE   | 24,5%                      | 102.900  | 106.459                     | 1.065                       | -  | -          | -          | -                   | 15/09/2012        |
| Fumas          | 1011 | (***) | Goás Transmissão S.A.  | BANCO DO BRASIL - CP   | SPE   | 49,0%                      | 25.480   | 15.680                      | 157                         | -  | -          | -          | -                   | 27/02/2012        |
| Fumas          | 1011 | (***) | Goás Transmissão S.A.  | BANCO DO BRASIL - FCO  | SPE   | 49,0%                      | 49.000   | 5.800                       | 98                          | -  | -          | -          | -                   | 01/12/2031        |
| Fumas          | 1011 | (***) | MGE Transmissão S.A.   | BANCO DO BRASIL - CP   | SPE   | 49,0%                      | 13.720   | 10.801                      | 108                         | -  | -          | -          | -                   | 27/02/2012        |
| Fumas          | 2011 | (***) | Transenergia São Paulo S.A.  | BNDES  | SPE   | 49,0%                      | 18.963   | 12.390                      | 124                         | 19.420                                       | 17.999     | 16.578     | -                   | 15/08/2026        |
| Fumas          | 1010 | (***) | Transenergia Renovável S.A.  | BES  | SPE   | 49,0%                      | 60.270   | 60.612                      | 606                         | -  | -          | -          | -                   | 15/06/2012        |
| Fumas          | 1011 | (***) | Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.   | Banco Votorantim   | SPE   | 24,5%                      | 12.936   | 12.936                      | 129                         | -  | -          | -          | -                   | 30/05/2012        |
| Fumas          | 1011 | (***) | Brasventos Massaba Geradora de Energia S.A.  | Banco Votorantim   | SPE   | 24,5%                      | 13.713   | 13.713                      | 137                         | -  | -          | -          | -                   | 30/05/2012        |
| Fumas          | 1011 | (***) | Rel dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.  | Banco Votorantim   | SPE   | 24,5%                      | 5.691  | 5.691                       | 57                          | -  | -          | -          | -                   | 30/05/2012        |
| Eletro nuclear | 2011 | 2011  | Angra 3  | BNDES  | -   | -                          | 6.146.256  | 552.440                     | 5.524                       | 3.561.738                                    | 5.516.695  | 6.728.887  | 344.766             | 15/06/2036        |
| Eletro nuclear | 2004 | 2004  | UHE Tucuruí  | BNDES  | Corporativo   | 100%                       | 931.000  | 485.281                     | 4.853                       | 383.542                                      | 281.803    | 180.064    | -                   | 15/09/2016        |
| Eletro norte   | 2009 | 2009  | SE Miranda II  | BNDES  | Corporativo   | 100%                       | 47.531   | 38.773                      | 388                         | 34.994                                       | 31.215     | 27.436     | -                   | 15/11/2024        |
| Eletro norte   | 2010 | 2010  | LT e SE São Luís II/São Luís III   | BNDES  | Corporativo   | 100%                       | 13.653   | 12.644                      | 126                         | 11.741                                       | 10.837     | 9.934      | -                   | 15/11/2024        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | LT Ribeiro Gonçalves/Baixas  | BNB (FHE)  | Corporativo   | 100%                       | 70.000   | 69.534                      | 695                         | 69.534                                       | 67.610     | 67.676     | -                   | 03/06/2031        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | LT Lechuga/Jorge Teixeira  | BASA(FNO)  | Corporativo   | 100%                       | 25.720   | -                           | -                           | 25.720                                       | 24.246     | 22.639     | -                   | 10/01/2029        |
| Eletro norte   | 2010 | 2010  | Norte Brasil Transm. Energ. S.A.   | BNDES  | SPE   | 24,50%                     | 72.275   | 295.000                     | 2.950                       | -  | -          | -          | -                   | 15/04/2012        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Estação Transm Energia S A   | BNDES  | SPE   | 100%                       | 305.477  | 365.000                     | 3.650                       | 505.477                                      | -          | -          | -                   | 30/11/2028        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Estação Transm Energia S A   | BASA (FNO)   | SPE   | 100%                       | 221.789  | 145.405                     | 1.454                       | 221.789                                      | -          | -          | -                   | 30/07/2031        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Estação Transm Energia S A   | BASA (FDA)   | SPE   | 100%                       | 221.789  | -                           | -                           | 221.789                                      | -          | -          | -                   | 30/05/2031        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Brasventos Eolo - Elétrica   | Votorantim   | SPE   | 24,5%                      | 12.936   | 52.800                      | 528                         | -  | -          | -          | -                   | 28/05/2012        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Rel dos Ventos 3 - Elétrica  | Votorantim   | SPE   | 24,5%                      | 5.691  | 23.230                      | 232                         | -  | -          | -          | -                   | 28/05/2012        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Brasventos Massaba 3 - Elétrica  | Votorantim   | SPE   | 24,5%                      | 55.970   | 560                         | 560                         | -  | -          | -          | -                   | 28/05/2012        |
| Eletro norte   | 2012 | 2012  | UHE Belo Monte   | BNDES  | 19,98%  | 225                        | 1.127.742  | 11.277                      | -                           | -  | -          | -          | -                   | 15/05/2012        |
| Eletro norte   | 2012 | 2012  | UHE Belo Monte   | Notas Promissórias   | 19,98%  | 150                        | 752.010  | 7.520                       | -                           | -  | -          | -          | -                   | 09/06/2012        |
| Eletro norte   | 2012 | 2012  | Manaus Transm. Energia S A   | BASA (FNO)   | SPE   | 30%                        | 250.000  | 252.462                     | 2.525                       | 278.077                                      | 306.289    | 337.365    | 320.591             | 31/12/2031        |
| Eletro norte   | 2012 | 2012  | Manaus Transm. Energia S A   | BNDES  | SPE   | 30%                        | 400.000  | 384.258                     | 3.843                       | 439.062                                      | 407.700    | 376.339    | 344.977             | 31/12/2026        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Integração Transmissão Energ. S.A. BNDES   | SPE  | 37%   | 100                        | 271.283  | 2.713                       | 240.688                     | 210.093                                      | 179.498    | 148.903    | 31/10/2020          |                   |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Integração Transmissão Energ. S.A. ITAÚ  | SPE  | 37%   | 9                          | 25.212   | 252                         | 10.000                      | -  | -          | -          | -                   | 05/07/1905        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Rio Branco Transmissora Energ. S.A.  | BASA   | SPE   | 100%                       | 100.000  | -                           | -                           | -  | -          | -          | -                   | 18/07/2012        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Rio Branco Transmissora Energ. S.A.  | BNDES  | SPE   | 100%                       | 138  | -                           | -                           | 138.000                                      | -          | -          | -                   | 31/12/2026        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Linha Verde Transmissora S.A.  | BTG Pactual  | SPE   | 49%                        | 147  | 300.000                     | 3.000                       | -  | -          | -          | -                   | 27/06/2012        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Transmissora Matogrossense Energ. S.A.   | Banco do Brasil  | SPE   | 49%                        | 17   | 35.000                      | 350                         | 35.000                                       | 35.000     | -          | -                   | 22/05/2012        |
| Eletro norte   | 2011 | 2011  | Transmissora Matogrossense Energ. S.A.   | BASA (FCO)   | SPE   | 49%                        | 39   | 80.000                      | 800                         | 80.000                                       | -          | -          | -                   | 01/02/2025        |
| Eletrobras     | 2011 | 2011  | Mangue Seco 2  | BNB  | SPE   | 40%                        | 40.951   | -                           | -                           | 41   | 40.951     | 0          | -                   | 01/02/2025        |
| Eletrobras     | 2011 | 2011  | Belo Monte Fiel Cumprimento  | ANIEL  | SPE   | 15%                        | 156.915  | 156.915                     | 1.569                       | 109.841                                      | 109.841    | 109.841    | 109.841             | 30/04/2019        |
| Eletrobras     | 2011 | 2011  | Norte Brasil Transm. Energ. S.A.   | BNDES  | SPE   | 15%                        | 169  | 1.127.742                   | 11.277                      | -  | -          | -          | -                   | 15/05/2012        |
| Eletrobras     | 2011 | 2011  | Norte Brasil Transm. Energ. S.A.   | Notas Promissórias   | SPE   | 15%                        | 113  | 752.010                     | 7.520                       | -  | -          | -          | -                   | 09/06/2012        |
| Total          |      |       |  |  |   |                            | 18.269.237   | 16.022.854                  | 160.229                     | 15.300.583                                   | 15.839.026 | 16.551.791 | 1.277.298           |                   |

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

|                                  | <u>Valor Provisionado</u> |
|----------------------------------|---------------------------|
| Garantia devida em<br>31/12/2010 | 79.776                    |
| Movimentação em 2011             | 80.452                    |
| Garantia devida em<br>31/12/2011 | <u>160.228</u>            |

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 Eletrobras 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 Eletrobras 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 Eletrobras 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 Eletrobras 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 Eletrobras 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 Eletrobras 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 Eletrobras no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.

- h) Eólicas Cerro Chato I, II e III – SPE's 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 Eletrobras 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 Eletrobras presta garantias em dois financiamentos neste empreendimento (BASA e BNDES).
- k) Mangue Seco 2 – SPE com participação de 49% da Eletrobras 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 Eletrobras, 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 Eletrobras 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 Eletrobras 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 Eletrobras 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 Eletrobras em favor da SPE para as obrigações junto à seguradora JMALUCELLI, no âmbito do contrato de seguro garantia. A Eletrobras é também interveniente em um empréstimo de curto prazo firmado junto ao BNDES.
- p) Angra III – A Eletrobras é garantidora no financiamento da Eletronuclear junto ao BNDES, para a construção do empreendimento corporativo da UTN Angra III.

## NOTA 22 – DEBÊNTURES

Em 31 de dezembro de 2011, a composição de saldo da rubrica de debêntures a pagar está assim apresentada:

| <u>Tx de juros</u> | <u>Vencimento</u> | <u>31/12/2011</u> | <u>31/12/2010</u> |
|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 106,5% CDI         | 15/09/2012        | 210.984           | -                 |
| IPCA +6,5% aa      | 30/09/2012        | 279.387           | 245.802           |
| IPCA +6,5% aa      | 30/12/2012        | 248.866           | 218.932           |
| IPCA +6,5% aa      | 30/09/2013        | 279.410           | 245.802           |
|                    |                   | <u>1.018.647</u>  | <u>710.536</u>    |

O montante de R\$ 210.984 refere-se a 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 estão previstas para serem resgatadas em sua totalidade com recursos provenientes da contratação de financiamento de longo prazo junto ao BNDES.

O montante de R\$ 807.663 refere-se a emissão de 1.500.000.000 debêntures não conversíveis em ações pela investida SPE Madeira Energia, tendo o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FI-FGTS) como debenturista e OPI, CNO, Andrade Gutierrez Participações S.A., Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia, FURNAS e Cemig Geração e Transmissão S.A. como intervenientes e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, como agente fiduciária e agente do debenturista. A emissão deste título tem por objetivo captar recursos destinados à construção da UHE Santo Antônio e de seu sistema de transmissão associado.

## NOTA 23 - 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 Eletrobras.

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 Eletrobras.

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 à 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 2011, a R\$ 227.174 (31 de dezembro de 2010- R\$ 157.616), dos quais R\$ 211.554 no não circulante (31 de dezembro de 2010 - R\$ 141.425).

## I - Obrigações ao Portador emitidas pela Eletrobras

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 Eletrobras 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 Eletrobras. 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 Eletrobras 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 Eletrobras em suas Demonstrações Financeiras, no que se refere 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

|                      | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
|----------------------|------------|------------|
| CIRCULANTE           |            |            |
| Juros a Pagar        | 15.620     | 16.191     |
| NÃO CIRCULANTE       |            |            |
| Créditos Arrecadados | 211.554    | 141.425    |
|                      | 227.174    | 157.616    |

#### NOTA 24 - 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 termoeletrica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Eletrobras 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.

A Lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009, reforma as premissas para contratação de energia elétrica e recebimento de subsídios, inclusive para localidades isoladas, a serem interligadas em futuro próximo. Sendo assim, os dispositivos nela contidos possuem eficácia a partir de 30 de junho de 2009, nos termos da Resolução normativa ANEEL 427, de 22 de fevereiro de 2011, de modo a permitir às Concessionárias, durante o período de transição para o Sistema Interligado Nacional - (SIN), a manutenção dos subsídios. Com isso, dar-se-á a estas empresas tratamento isonômico ao concedido às concessionárias do SIN, quando da criação do modelo vigente.

O objetivo da Lei 12.111/2009 é reembolsar os custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados, que deverá ocorrer através da Conta de Consumo de Combustíveis Fosseis - CCC.

#### NOTA 25 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - PASSIVO



|                        | CONTROLADORA |            | CONSOLIDADO |            |
|------------------------|--------------|------------|-------------|------------|
|                        | 31/12/2011   | 31/12/2010 | 31/12/2011  | 31/12/2010 |
| Imposto de Renda       | -            | -          | 329.024     | 400.167    |
| Contribuição Social    | -            | -          | 187.928     | 252.752    |
| IR / CS diferidos      | 397.980      | 76.597     | 1.161.598   | 513.327    |
| PASEP e COFINS         | 25.379       | 83         | 219.257     | 153.256    |
| ICMS                   | 183          | -          | 124.662     | 70.267     |
| PAES / REFIS           | -            | -          | 833.469     | 930.552    |
| INSS                   | 330          | -          | 79.105      | -          |
| Total                  | 423.872      | 76.680     | 2.935.043   | 2.320.321  |
| Passivo circulante     | 40.190       | 76.680     | 1.032.521   | 1.102.672  |
| Passivo não circulante | 383.682      | -          | 1.902.522   | 1.217.649  |

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

|  | CONTROLADORA |           |            |           |
|--|--------------|-----------|------------|-----------|
|  | 31/12/2011   |           | 31/12/2010 |           |
|  | IRPJ         | CSLL      | IRPJ       | CSLL      |
| Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL          | 3.920.933    | 3.920.933 | 2.453.201  | 2.453.201 |
| Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de | 980.233      | 352.884   | 613.300    | 220.788   |
| Efeitos de adições e (exclusões):              |              |           |            |           |
| Receita de Dividendos                          | (34.932)     | (12.576)  | (25.462)   | (9.166)   |
| Equivalência patrimonial                       | (401.090)    | (144.392) | (456.054)  | (164.179) |
| Prejuízo Fiscal                                | -            | -         | -          | -         |
| Provisão de JCP                                | (485.361)    | (174.729) | (92.689)   | (33.368)  |
| Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado        | 67.964       | 24.467    | 165.410    | 59.548    |
| Demais adições (exclusões)                     | 9.267        | 6.633     | (55.124)   | (17.716)  |
| Total da despesa (Receita)de IRPJ e CSLL       | 136.081      | 52.287    | 149.381    | 55.907    |

c) 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 investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A controlada Chesf obteve, em 2008, o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, calculados com base no lucro da exploração. Tal incentivo foi concedido até o exercício de 2017.

Neste exercício, o incentivo fiscal mencionado totalizou R\$ 317.812 (R\$ 385.809, em 31 de dezembro de 2010), com registro no resultado do período como redução do imposto de renda apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07.

#### d) 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 26 – ENCARGOS SETORIAIS

| CIRCULANTE                                    | CONSOLIDADO    |                |
|---|----------------|----------------|
|   | 31/12/2011     | 31/12/2010     |
| a) Reserva Global de Reversão - RGR           | 181.868        | 113.103        |
| b) CCC/CDE                                    | 63.249         | 53.896         |
| c) Compensação Financeira - Recursos Hídricos | 584.816        | 390.792        |
| d) Taxa de Fiscalização ANEEL                 | 11.116         | 5.547          |
| e) PROINFA                                    | 60.643         | 20.902         |
|   | <u>901.692</u> | <u>584.240</u> |

#### a) Reserva global de Reversão - RGR

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

As concessionárias recolhem suas quotas anuais ao Fundo, não controlada pela Eletrobras, em conta bancária vinculada, administrada pela Eletrobras, 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 Eletrobras.

#### b) Conta de Consumo de Combustível - CCC

Fundo setorial alterado pela Lei nº 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 nº 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 Eletrobras, 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.

#### 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 Eletrobras. As operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

O Proinfa também proporciona a redução da emissão de gases de efeitos estufa da ordem de 2,8 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>/ano ao incluir as fontes limpas na produção de energia elétrica do país.

#### 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 nº 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis nº 9.433/97, nº 9.984/00 e nº 9.993/00, são destinados 45% dos recursos aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHE's, enquanto que os Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), 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 nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº. 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 27 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

|  | CONTROLADORA E CONSOLIDADO |            |
|--|----------------------------|------------|
|  | 31/12/2011                 | 31/12/2010 |
| Circulante                               |                            |            |
| JCP exercício                            | 1.066.951                  | 370.755    |
| Dividendos não reclamados                | 109.398                    | 167.211    |
| Dividendos retidos exercícios anteriores | 3.147.364                  | 2.802.058  |
|  | 4.323.713                  | 3.340.024  |
| Não circulante                           |                            |            |
| Dividendos retidos exercícios anteriores | 3.143.222                  | 5.601.077  |
| Total                                    | 7.466.935                  | 8.941.101  |

### 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.

A seguir, está demonstrado o lucro líquido ajustado e o valor da remuneração mínima obrigatória, na forma de JCP imputados aos dividendos mínimos, nos termos da legislação aplicável, bem como o valor total da remuneração proposta aos acionistas, a ser deliberada em Assembleia Geral Ordinária:

|  | 31/12/2011 |
|--|------------|
| Lucro líquido do exercício               | 3.732.565  |
| (-) Reserva Legal                        | (186.628)  |
| =Base de cálculo                         | 3.545.936  |
| Dividendo mínimo estatutário (25%)       | 886.484    |
| (+) Realização de Reserva de Reavaliação | 20.423     |
| = Dividendos mínimos                     | 906.907    |
| Remuneração proposta aos acionistas      |            |
| JCP (imputado aos dividendos)            | 906.907    |
| Compensação IR fonte                     | 160.044    |
|  | 1.066.951  |
| Dividendos adicionais                    | 706.017    |
| Remuneração total aos acionistas         | 1.772.968  |

Em 2011 a Eletrobras atribuiu remuneração aos acionistas, na forma de juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 1.066.951 (R\$ 370.755 em 2010), imputados aos dividendos do exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação é a que segue:

| Remuneração por ação – Expressa em R\$ | 31/12/2011                         | 31/12/2010 |
|--|------------------------------------|------------|
| Ações ordinárias                       | 2,5160% do capital (2010 -3,60%)   | 0,58       |
| Ações preferenciais da classe A        | 9,4118 % do capital (2010 - 9,41%) | 2,17       |
| Ações preferenciais da classe B        | 7,0588% do capital (2010 -7,06%)   | 1,63       |

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 2012 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 51ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 30 de abril de 2011, o pagamento da remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2010, na forma de JCP, teve início em 18 de maio de 2010.

## II – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

O Conselho de Administração da Companhia deliberou, dividendos retidos, 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 Eletrobras em 29 de janeiro de 2010, restando ser liquidadas as parcelas de junho de 2012 e junho de 2013, no total de R\$ 6.290.586 (R\$ 8.403.135 em 31 de dezembro de 2010).

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\$ 109.398 (R\$ 167.211 em 31 de dezembro de 2010), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2008, 2009 e 2010. A remuneração relativa ao exercício de 2007, e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

## NOTA 28 - CRÉDITOS DO TESOURO NACIONAL

|  | CONTROLADORA E CONSOLIDADO |            |                |            |
|--|----------------------------|------------|----------------|------------|
|  | CIRCULANTE                 |            | NÃO CIRCULANTE |            |
|  | 31/12/2011                 | 31/12/2010 | 31/12/2011     | 31/12/2010 |
| Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D | 101.448                    | 85.904     | 144.753        | 234.313    |
| Outros                                 | 7.602                      | 6.866      | 10.923         | 16.172     |
|  | 109.050                    | 92.770     | 155.676        | 250.485    |

## NOTA 29 - 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              |

Com a adoção dos padrões estabelecidos pelo CPC 33/IAS 19, a Administração da Companhia decidiu pela alteração da política contábil de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais, tendo adotado, a partir de 1º de janeiro de 2009, a política de reconhecimento imediato, no período em que ocorrerem os ganhos e perdas atuariais diretamente em Outros Resultados Abrangentes, conforme permitido pelo item 93A do CPC 33/IAS 19.

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 data de avaliação para cada ano é 31 de dezembro.

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

| Tabela 1.a - Planos de benefícios previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício | Controladora |             | Consolidado  |              |
|--|--------------|-------------|--------------|--------------|
|  | 2011         | 2010        | 2011         | 2010         |
| Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas   | 2.822.199    | 2.327.808   | 21.094.165   | 18.435.641   |
| Valor justo dos ativos do plano (-)  | (2.701.570)  | (2.587.788) | (22.091.512) | (20.382.068) |
| Quotas a compensar - Plano CD  | 26.823       | 129.847     | 283.863      | 362.950      |
| Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos   | 147.451      | (130.133)   | (713.484)    | (1.583.477)  |
| Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício (-)  | -            | -           | -            | -            |
| Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano  | 22.550       | -           | 815.598      | 1.172.135    |
| Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano  | -            | -           | 111.006      | 119.833      |
| Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego   | 147.451      | -           | 1.838.409    | 1.656.415    |
| Custo de serviço corrente  | 21.719       | 31.439      | 235.694      | 313.682      |
| Custo de juros sobre as obrigações atuariais   | 236.456      | 216.809     | 1.788.036    | 1.436.169    |
| Contribuições esperadas de participante (-)  | (28.058)     | (25.416)    | (317.876)    | (234.853)    |
| Rendimento esperado dos ativos (-)   | (258.981)    | (192.040)   | (2.116.135)  | (1.494.994)  |
| Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício  | (28.863)     | 30.793      | (410.281)    | 20.004       |
| Atualização do saldo devedor da dívida financeira ao longo do exercício  | -            | -           | 10.431       | 25.563       |
| Amortização da dívida financeira ao longo do exercício   | -            | -           | (21.172)     | (22.135)     |
| Despesa/(Receita) financeira reconhecida no exercício  | -            | -           | (10.741)     | 3.428        |



Tabela 1.b - Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

|   | Controladora |           | Consolidado |             |
|---|--------------|-----------|-------------|-------------|
|   | 2011         | 2010      | 2011        | 2010        |
| Valor presente das obrigações atuariais a descoberto                          | 18.332       | 30.617    | 869.525     | 741.116     |
| Valor justo dos ativos do plano (-)   | -            | -         | -           | -           |
| Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos            | 18.332       | 30.617    | 869.525     | 741.116     |
| Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício | -            | -         | -           | -           |
| Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano                         | -            | -         | -           | -           |
| Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano                       | -            | -         | -           | -           |
| Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego                            | 18.332       | 30.617    | 869.525     | 741.116     |
| Custo de serviço corrente   | 21.719       | 31.439    | 235.694     | 313.682     |
| Custo de juros sobre as obrigações atuariais                                  | 236.456      | 216.809   | 1.788.036   | 1.436.169   |
| Contribuições esperadas de participante (-)                                   | (28.058)     | (25.416)  | (317.876)   | (234.853)   |
| Rendimento esperado dos ativos (-)  | (258.981)    | (192.040) | (2.116.135) | (1.494.994) |
| Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício                           | (28.863)     | 30.793    | (410.281)   | 20.004      |
| Atualização do saldo devedor da dívida financeira ao longo do exercício       | -            | -         | -           | -           |
| Amortização da dívida financeira ao longo do exercício                        | -            | -         | -           | -           |
| Despesa/(Receita) financeira reconhecida no exercício                         | -            | -         | -           | -           |

## b) Divulgação de Benefícios Previdenciários

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

Tabela 2.a - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

|   | Controladora |           | Consolidado |            |
|---|--------------|-----------|-------------|------------|
|   | 2011         | 2010      | 2011        | 2010       |
| Valor das obrigações atuariais no início do ano         | 2.327.808    | 2.250.502 | 18.435.641  | 15.673.398 |
| Custo de serviço corrente                               | 21.719       | 31.439    | 235.694     | 313.682    |
| Juros sobre a obrigação atuarial                        | 236.456      | 216.809   | 1.788.036   | 1.436.169  |
| Benefícios pagos no ano (-)                             | (172.950)    | (174.633) | (1.025.614) | (898.467)  |
| Aquisição de quotas - Plano CD                          | 126.806      | (88.458)  | 602.934     | 1.407.574  |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais             | 282.360      | 92.149    | 1.057.474   | 503.284    |
| Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano | 2.822.199    | 2.327.808 | 21.094.165  | 18.435.641 |

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

Tabela 2.b - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos

|  | Controladora |           | Consolidado |             |
|--|--------------|-----------|-------------|-------------|
|  | 2011         | 2010      | 2011        | 2010        |
| Valor justo dos ativos no início do ano                    | 2.587.788    | 2.181.879 | 20.382.068  | 16.134.950  |
| Benefícios pagos durante o exercício (-)                   | (172.950)    | (174.633) | (1.025.614) | (898.467)   |
| Contribuições de participante vertidas durante o exercício | 29.142       | 25.416    | 303.565     | 234.853     |
| Contribuições do empregador vertidas durante o exercício   | 22.631       | 18.617    | 360.790     | 263.841     |
| Compensação de quotas - Plano CD                           | 6.078        | 99.818    | 230.205     | 1.775.258   |
| Rendimento esperado dos ativos no ano                      | 257.435      | 192.040   | 2.114.589   | 1.494.994   |
| (Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano                     | 28.553       | (244.652) | 274.092     | (1.376.639) |
| Valor justo dos ativos ao final do ano                     | 2.701.570    | 2.587.788 | 22.091.512  | 20.382.068  |
| Rendimento efetivo dos ativos no ano                       | 230.428      | 436.691   | 1.842.043   | 2.871.634   |

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

Tabela 2.c - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação de Outros Resultados Abrangentes - ORA

|   | Controladora |           | Consolidado |           |
|---|--------------|-----------|-------------|-----------|
|   | 2011         | 2010      | 2011        | 2010      |
| Valor acumulado em ORA no início do exercício                       | (5.325)      | 17.045    | 671.839     | 529.992   |
| (Ganho)/perda atuarial total apurado no exercício                   | 309.829      | (152.503) | 1.351.712   | (873.355) |
| Varição no efeito do limite para reconhecimento de ativo no período | (130.133)    | 130.133   | (56.112)    | 1.283.174 |
| Varição líquida da dívida atuarial ao longo do exercício            | -            | -         | (585.418)   | (118.575) |
| Efeito da adoção do CPC 33 registrado em ORA                        | -            | -         | -           | -         |
| Ajustes por reconhecimento de dívidas                               | -            | -         | (8.161)     | 18.849    |
| Valor acumulado em ORA no final do exercício                        | 174.371      | (5.325)   | 1.373.860   | 840.085   |

### c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

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

Tabela 3.a - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

|   | Controladora |          | Consolidado |           |
|---|--------------|----------|-------------|-----------|
|   | 2011         | 2010     | 2011        | 2010      |
| Valor das obrigações atuariais no início do ano         | 30.617       | 44.773   | 741.116     | 828.777   |
| Custo de serviço corrente                               | 728          | 708      | 64.433      | 13.273    |
| Juros sobre a obrigação atuarial                        | 1.287        | 2.017    | 65.865      | 44.474    |
| Benefícios pagos no ano                                 | -            | -        | (58.226)    | (8.414)   |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais             | (14.299)     | (16.881) | 56.337      | (148.573) |
| Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano | 18.332       | 30.617   | 869.525     | 741.116   |

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela 3.b - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação de Outros Resultados Abrangentes - ORA

|   | Controladora |          | Consolidado |           |
|---|--------------|----------|-------------|-----------|
|   | 2011         | 2010     | 2011        | 2010      |
| Valor acumulado em ORA no início do exercício                       | 6.837        | 23.718   | 615.840     | 752.834   |
| (Ganho)/perda atuarial total apurado no exercício                   | (14.299)     | (16.881) | 56.337      | (148.573) |
| Varição no efeito do limite para reconhecimento de ativo no período | -            | -        | -           | -         |
| Varição líquida da dívida atuarial ao longo do exercício            | -            | -        | -           | -         |
| Efeito da adoção do CPC 33 registrado em ORA                        | -            | -        | -           | 11.579    |
| Ajustes por reconhecimento de dívidas                               | -            | -        | -           | -         |
| Valor acumulado em ORA no final do exercício                        | (7.463)      | 6.837    | 672.177     | 615.840   |

| Tabela 4.a - Planos de benefícios previdenciários - Histórico do resultado dos planos |  | Controladora |              |
|---|--|--------------|--------------|
|   |  | 2011         | 2010         |
| Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas                |  | 2.822.199    | 2.327.808    |
| Valor justo dos ativos do plano (-)   |  | (2.701.570)  | (2.587.788)  |
| Quotas a compensar - Plano CD   |  | 26.823       | 129.847      |
| Resultado do plano  |  | 147.451      | (130.133)    |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais   |  | 282.360      | 92.149       |
| (Ganho)/Perda em % da obrigação   |  | 10,0%        | 4,0%         |
| (Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano  |  | 28.553       | (244.652)    |
| (Ganho)/Perda em % do patrimônio  |  | -1,1%        | 9,5%         |
|   |  | Consolidado  |              |
|   |  | 2011         | 2010         |
| Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas                |  | 21.094.165   | 18.435.641   |
| Valor justo dos ativos do plano (-)   |  | (22.091.512) | (20.382.068) |
| Quotas a compensar - Plano CD   |  | 283.863      | 362.950      |
| Resultado do plano  |  | (713.484)    | (1.583.477)  |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais   |  | 1.057.474    | 503.284      |
| (Ganho)/Perda em % da obrigação   |  | 5,0%         | 2,7%         |
| (Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano  |  | 274.092      | (1.376.639)  |
| (Ganho)/Perda em % do patrimônio  |  | -1,2%        | 6,8%         |

| Tabela 4.b - Outros benefícios pós-emprego - Histórico do resultado dos planos |  | Controladora |          |
|--|--|--------------|----------|
|  |  | 2011         | 2010     |
| Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas         |  | 18.332       | 30.617   |
| Valor justo dos ativos do plano (-)  |  | -            | -        |
| Resultado do plano   |  | 18.332       | 30.617   |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais                                    |  | (14.299)     | (16.881) |
| (Ganho)/Perda em % da obrigação  |  | -78,0%       | -55,1%   |
|  |  | Consolidado  |          |
|  |  | 2011         | 2010     |
| Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas         |  | 869.525      | 741.116  |
| Valor justo dos ativos do plano (-)  |  | -            | -        |
| Resultado do plano   |  | 869.525      | 741.116  |
| (Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais                                    |  |              |          |
| (Ganho)/Perda em % da obrigação  |  | 0,0%         | 0,0%     |

#### d) Premissas Atuariais

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

| Premissas                                 | 31/12/2011    | 31/12/2010     |
|---|---------------|----------------|
| Taxa real anual de desconto atuarial      | 5,38% a 5,61% | 5% a 6%        |
| Taxa real anual de inflação projetada     | 4,50%         | 4,50%          |
| Taxa real anual de retorno dos ativos (1) | 10,1% a 10,4% | 9,73% a 10,77% |
| Taxa real anual de evolução salarial      | 2,00%         | 2,00%          |
| Taxa real anual de evolução de benefícios | 0,00%         | 0,00%          |
| Fator de capacidade                       | 100%          | 100%           |
| Rotatividade                              | 0,00%         | 0,00%          |
| Mortalidade geral                         | AT-2000       | AT-83          |
| Mortalidade de inválidos                  | AT-83         | AT-83          |
| Entrada em invalidez                      | LIGHT fraca   | LIGHT fraca    |
| Percentual de casados                     | 95%           | 95%            |
| Diferença de idade H-M                    | 4 anos        | 4 anos         |

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

e) 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 2011:

| Variação nas taxas de custos médicos                          | BOA VISTA | CEAL  | Eletronorte | Eletronuclear | Eletrosul | Furnas |
|---|-----------|-------|-------------|---------------|-----------|--------|
| Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1% (2,0%)     | 165       | 226   | 2.928       | 773           | 53        | 2.730  |
| Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1% (0%)       | 111       | 258   | 2.060       | 1.120         | 65        | 3.889  |
| Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1% (2,0%) | 793       | 2.234 | 19.603      | 5.236         | 727       | 25.977 |
| Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1% (0%)   | 535       | 2.553 | 13.793      | 7.584         | 888       | 36.998 |

Variação nas taxas de tendência dos custos médicos em 31 de dezembro de 2010:

| Variação nas taxas de custos médicos                          | CHESF | Eletronorte | Eletronuclear | Eletrosul | Furnas  |
|---|-------|-------------|---------------|-----------|---------|
| Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1% (2,0%)     | 2     | 6.010       | 2.916         | 623       | 23.985  |
| Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1% (0%)       | 1     | 4.526       | 5.569         | 577       | 17.366  |
| Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1% (2,0%) | 8     | 40.192      | 19.439        | 4.277     | 163.103 |

|   |   |        |        |       |         |
|---|---|--------|--------|-------|---------|
| Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1% (0%) | 6 | 29.723 | 38.386 | 4.020 | 117.283 |
|---|---|--------|--------|-------|---------|

f) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

f.1) Em 31 de dezembro de 2011

| Tabela 7.a - Categoria de Ativo 2011 | Controladora     | Consolidado       |
|--------------------------------------|------------------|-------------------|
| Valores Disponíveis Imediatos        | 6                | 9.543             |
| Realizáveis Previdenciários          | 60.651           | 1.437.941         |
| (-) Dívidas Contratadas              | (18.738)         | (1.027.366)       |
| Investimentos em Títulos Públicos    | 742.206          | 5.124.937         |
| Investimentos em Ações               | 331.604          | 1.772.567         |
| Investimentos em Fundos              | 939.127          | 12.474.124        |
| Investimentos Imobiliários           | 215.886          | 805.028           |
| Empréstimos e Financiamentos         | 123.010          | 822.764           |
| Outros                               | 340.274          | 1.332.197         |
| (-) Exigíveis Previdenciários        | (22.954)         | (551.532)         |
| (-) Exigíveis de Investimentos       | (9.501)          | (108.690)         |
| <b>Total de Ativos Garantidores</b>  | <b>2.701.570</b> | <b>22.091.511</b> |

f.2) Em 31 de dezembro de 2010

| Tabela 7.b - Categoria de Ativo 2010 | Controladora     | Consolidado       |
|--------------------------------------|------------------|-------------------|
| Valores Disponíveis Imediatos        | 2                | 4.362             |
| Realizáveis Previdenciários          | 17.027           | 760.603           |
| Investimentos em Títulos Públicos    | 721.794          | 3.902.287         |
| Investimentos em Ações               | 270.507          | 898.740           |
| Investimentos em Fundos              | 1.044.770        | 12.503.304        |
| Investimentos Imobiliários           | 104.576          | 428.675           |
| Empréstimos e Financiamentos         | 117.264          | 760.406           |
| Créditos Privados e Depósitos        | 242.399          | 662.945           |
| Outros                               | 77.171           | 287.140           |
| Exigíveis Previdenciários (-)        | (4.627)          | (870.313)         |
| Exigíveis de Investimentos (-)       | (3.095)          | (137.705)         |
| <b>Total de Ativos Garantidores</b>  | <b>2.587.788</b> | <b>19.200.445</b> |

## NOTA 30 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Eletrobras 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.

Na data de encerramento das Demonstrações Financeiras, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza:

|                       | CONTROLADORA     |                  | CONSOLIDADO      |                  |
|-----------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
|                       | 31/12/2011       | 31/12/2010       | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| <b>CIRCULANTE</b>     |                  |                  |                  |                  |
| Trabalhistas          | -                | -                | 67.544           | 80.355           |
| Tributárias           | -                | -                | 76.477           | 105.013          |
| Cíveis                | -                | -                | 95.169           | 63.368           |
| Outros                | -                | -                | 1.000            | 8.844            |
|                       | <u>-</u>         | <u>-</u>         | <u>240.190</u>   | <u>257.580</u>   |
| <b>NÃO CIRCULANTE</b> |                  |                  |                  |                  |
| Trabalhistas          | 4.294            | 6.130            | 786.040          | 814.248          |
| Tributárias           | -                | -                | 297.721          | 177.294          |
| Cíveis                | 1.442.104        | 1.284.437        | 3.265.014        | 2.672.024        |
| Outros                | -                | -                | 303.401          | 237.723          |
|                       | <u>1.446.397</u> | <u>1.290.567</u> | <u>4.652.176</u> | <u>3.901.289</u> |
|                       | <u>1.446.397</u> | <u>1.290.567</u> | <u>4.892.366</u> | <u>4.158.869</u> |

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, as informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, 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 e tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

|                           | CONTROLADORA | CONSOLIDADO |
|---------------------------|--------------|-------------|
| Saldo em 31/12/2010       | 1.290.567    | 4.158.869   |
| Constituição de provisões | 595.301      | 1.117.846   |
| Reversão de provisões     | (437.892)    | (233.757)   |
| Pagamentos                | (1.579)      | (150.592)   |
| Saldo em 31/12/2011       | 1.446.397    | 4.892.366   |

1 – Principais Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas e spe's com probabilidade de perda provável:

#### 1.1 - Ações judiciais cíveis

##### 1.1.1 – Na Controladora

A provisão para contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 1.446.397 (31 de dezembro de 2010 - R\$ 1.290.567), corresponde a ações judiciais que têm por objeto a aplicação, aos créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituídos a partir de 1978, de critérios de atualização monetária diversos daqueles estabelecidos na legislação específica.

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

As demandas que foram objeto de provisão impugnaram a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório, utilizada para a atualização dos créditos constituídos a partir de 1978, créditos esses que foram integralmente pagos pela Eletrobras por intermédio de conversões em ações ocorridas através da 72ª, 82ª e da 142ª Assembleias Gerais Extraordinárias da Eletrobras.

Existem atualmente cerca de 2.278 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias e a administração da Companhia, amparada na avaliação de seus consultores jurídicos, estima entre seis a oito anos, o prazo médio para a solução definitiva dos processos em curso.

Em julgamento ocorrido em 12 de agosto de 2009, no que diz respeito aos créditos do Empréstimo Compulsório, os recursos interpostos pela Eletrobras foram parcialmente providos pelo STJ, vez que foram considerados prescritos os créditos das 1ª e 2ª conversões. Também foi considerada não aplicável a taxa Selic sobre o principal, incidindo juros apenas a partir da data da citação. Foi confirmada a conversão dos referidos créditos pelo valor patrimonial da ação.

Em decorrência desse julgamento, as premissas de cálculo consideradas na determinação do valor da provisão, leva em consideração os impactos nos aspectos jurídicos e metodológicos decorrentes da decisão judicial.



Dessa forma a administração da companhia reconhece uma provisão no montante de R\$ 1.446.397, correspondente à totalidade das perdas esperadas.

### 1.1.2 - Em empresas controladas

#### 1.1.2.1 - Na controlada Chesf:

a) A Chesf é autora de 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\$ 350.000, em dobro.

A ação foi ajuizada perante a Justiça Federal, sendo que a decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região determinou a sua tramitação perante a Justiça Estadual de Pernambuco. A ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente. A reconvenção apresentada pelas rés foi julgada procedente pelo Juízo da 12ª Vara Cível da Comarca do Recife, sendo a decisão foi mantida pela 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, discutindo a decisão no feito principal e decisões prolatadas, que podem resultar na anulação do processo. O Superior Tribunal de Justiça, em agosto de 2010, deu provimento a recurso especial apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés. Às partes ainda resta possibilidade de recursos.

O valor da condenação fixado em R\$ 842.469, havendo a Chesf interposto, embargos de declaração, considerando que a sentença deixou de se manifestar sobre diversas impugnações apresentadas pela Chesf em torno do laudo pericial oferecido pelo perito do juízo.

Julgando esses embargos de declaração, o Juiz da 12ª Vara Cível extinguiu o processo de liquidação, por considerar que a matéria ainda se encontrava sub judice no STJ. Contra essa decisão o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento para o Tribunal de Justiça de Pernambuco. A 6ª Câmara Cível do TJPE ao apreciar a matéria, em 26 de maio de 2011, converteu o agravo de instrumento em apelação e julgou-a procedente. Contra essa decisão a Chesf interpôs Embargos de Declaração, ainda sub judice. Em 31 de dezembro de 2011 encontravam-se em tramitação no STJ embargos de declaração interpostos pelo Consórcio Xingó, no que se refere à decisão daquela corte em torno do valor da causa e dos honorários de sucumbência, contra-arrazoados pela Chesf.

A 6ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco, no último dia 22 de março de 2012, julgou os embargos de declaração em que todas as partes CHESF, UNIÃO e Construtoras haviam interposto frente à sua própria decisão originária que apreciou a Ação de Liquidação Provisória, em trâmite em paralelo à Ação Principal sobre o "Fator K" e que pretende apurar o valor da condenação havida pela CHESF naquela mesma Ação Principal. Neste julgamento, essencialmente o Tribunal de Justiça de Pernambuco

acolheu os embargos de declaração das Construtoras para excluir a condenação parcial das mesmas Construtoras em honorários advocatícios, conforme havia sido originalmente fixado pela decisão originária deste processo e para a CHESF ao pagamento das custas do processo e acolheu os embargos de declaração da CHESF e da UNIÃO para excluir a incidência, de "juros legais moratórios" adicionados aos "juros contratuais moratórios", de forma a manter no cálculo de liquidação apenas a incidência, "juros contratuais moratórios". Outrossim, a controlada CHESF interpôs novos embargos de declaração para o esclarecimento de alguns pontos desta última decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco.

A Administração, 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 2011 é de R\$ 460.887, para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Esta provisão corresponde à glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996, inexistindo previsão de tempo para o desfecho desta lide.

b) Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa. A Sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido condenando a Chesf no valor de R\$ 50.000, correspondente a principal mais juros e correção monetária. Em 31 de março de 2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente. Em 30 de junho de 2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor, conforme acórdão publicado em 24 de junho de 2011. Em 30 de setembro de 2011 foi ajuizada ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região. Em 31 de dezembro de 2011 a liminar havia sido deferida para ordenar a interrupção da execução do processo principal. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 100.000.

c) Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público de Pernambuco, resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica. O Autor afirma ser inexistente por carência de legitimidade o acordo firmado pelo Sindicato dos Trabalhadores Rurais, em 06 de dezembro de 1986, e requer a diferença das verbas de manutenções temporárias pagas no período, dando à causa o valor atualizado de aproximadamente R\$ 87.000. Recurso de Apelação da Chesf, alegando a ilegitimidade do MPPE para o feito teve provimento pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco - TJPE, contudo, o STJ, em grau de recurso especial proposto pelo Autor reconheceu a legitimidade do MPPE e determinou a remessa dos autos ao TJPE. Em 19 de abril de 2010, julgando o mérito da Apelação da Chesf, o TJPE, à unanimidade, negou-lhe provimento. A Chesf interpôs conjuntamente Recurso Especial e Recurso Extraordinário e correspondentes agravos de instrumento. Em 31 de dezembro de 2011 o STJ havia concedido provimento ao agravo de instrumento da Chesf determinando a subida do Recurso Especial, o qual se encontra concluso com o relator. A Companhia possui em seu passivo não circulante, provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 87.000.

d) Ação de indenização por perdas e danos decorrente da não contratação da então Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga em virtude de licitação para a aquisição de óleo combustível para a Usina Termelétrica de Camaçari (BA), o que teria caracterizado, no entendimento da demandante, a figura dos lucros cessantes. A Chesf interpôs, sucessivamente, recurso de apelação, recurso especial e agravo regimental no agravo de instrumento em recurso especial, não obtendo êxito. Em 31 de dezembro de 2011 o processo se encontra em fase de execução na 5.<sup>a</sup> Vara Cível da Comarca do Recife - PE, pendente de apreciação de impugnação ao cumprimento de sentença. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nessa ação no valor de R\$ 23.292.

#### 1.1.2.2 - Na Controlada 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. O montante estimado de perda, cuja probabilidade é provável, é de R\$ 703.988.

#### 1.1.2.3. – Na Controlada Furnas

1) Ação de cobrança movida pela AES Tietê no valor estimado de R\$ 51.104 mil. FURNAS efetuou depósito no mesmo valor do qual foi liberado, pelo juízo para saque da AES, o valor de R\$ 46.458 mil. O saldo remanescente, R\$ 4.304 mil, ainda está em discussão e a probabilidade perda é provável.

2) Ação movida pela Tractebel no valor estimado de R\$ 82.637 mil cujo objeto é correção monetária de contratos iniciais cujas faturas foram liquidadas após vencimento. Probabilidade de perda provável.

3) O valor de R\$ 105.407 mil referem-se a autos de infração lavrados pela Aneel que estão sendo contestados por FURNAS cujas ações ajuizadas possuem probabilidade de perda provável. Desta forma, foram efetuados depósitos judiciais como garantia de tais recursos impetrados, dos quais destacamos:

3.1 - R\$ 47.414 mil depositado em maio/2011 referente ao auto lavrado em decorrência do apagão de 10 de novembro de 2009;

3.2 - R\$ 35.542 mil depositado em novembro de 2011 referente a lavratura do auto de infração nº 003/2011 – SFE ANEEL;

3.3 - R\$ 20.593 mil depositado em dezembro/2011 em decorrência de auto de infração lavrado pela Aneel

#### 1.2 - Ações judiciais trabalhistas

##### 1.2.1 - Em empresas controladas

##### 1.2.1.1 - Na controlada Furnas:

a) Data – base dos engenheiros

Data-base dos engenheiros – o Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro ajuizou ações trabalhistas no sentido de reaver diferenças salariais relativas à mudança de data-base dos engenheiros, estando atualmente o processo em fase de liquidação. O valor estimado deste processo é de R\$ 42.325 para a probabilidade de perda provável;

b) Periculosidade

Diversas ações promovidas, nas quais são pleiteadas 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;

c) Complemento de aposentadoria

Refere-se ao saldo a pagar relativo à complementação de aposentadoria – paridade com os empregados ativos.

1.2.1.2 - Na Controlada 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\$ 177.329.

1.2.1.3 – Na controlada Eletrosul

O valor de R\$ 13.362, demonstrado como passivo trabalhista foi reclassificado pela assessoria jurídica de perda provável para perda possível devido à alteração da Súmula nº 331, V, do Tribunal Superior do Trabalho.

1.2.1.4 – Na controlada 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.

A 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 oneraria extraordinariamente a execução.

A Ceal e a União apresentaram objeção de pré-executividade que foram rejeitadas pelo juízo primário.

A Ceal e a União agravaram de petição para o TRT da decisão que rejeitou a objeção de pré-executividade e paralelamente, a Ceal ajuizou no TRT medida cautelar para suspender a execução, medida que aguarda julgamento.

No agravo de petição apresentado sustenta-se que o valor da condenação deve limitar-se à data-base da categoria, conforme previsto nos DLs 2284 (arts. 20 e 21), 2334/87 (arts. 8º e 9º). 2336/87 e art, 789, parágrafo 1º da CLT, matéria já pacificada no TST pela sumária 322.

A AGU sustenta em seu agravo de petição a inexigibilidade do título executivo judicial e das parcelas acessórias, visto que a decisão agravada não acompanha a reiterada e pacífica orientação do STF, com apoio nos arts 884, parágrafo 5º da CLT e 741, parágrafo único do CPC.

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.

Acolhida a limitação à data-base, os cálculos serão reduzidos para R\$ 3.569, valor este provisionado pela Controlada, e avaliada pelos consultores jurídicos como perda provável limitada à data base..

### 1.3 – Ações Judiciais Tributárias

#### 1.3.1 – Nas Sociedades de Propósito específico

##### 1.3.1.1 ESBR Participações

##### a) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

Refere-se ao convênio ICMS nº 47/2011, que autoriza o Estado de Rondônia a dispensar o ICMS devido nas importações de máquinas, aparelhos e equipamentos industriais, suas partes e peças, sem similar no país.

Os efeitos do Convênio ICMS nº 47/2011 e da Lei RO nº 2.538/11 encontram-se suspensos por força de medida liminar concedida pelo Presidente do Tribunal de Justiça do Estado de Rondônia em Ação Direta de Inconstitucionalidade movida pelo Procurador Geral de Justiça de Rondônia. Assim, a questão permanece sob avaliação da Administração da Controlada, que nas demonstrações do exercício findo em 31 de dezembro de 2011, procedeu ao provisionamento do valor de R\$ 86.884, refere-se ao diferencial de alíquota e R\$ 14.870 referente ao ICMS sobre importação, gerados entre 27 de abril de 2011 e a data da promulgação do decreto nº 15.858 do Estado de Rondônia, que anulou o benefício.

#### 1.3.2- Em empresas controladas

##### 1.3.2.1 - Na controlada Furnas:

Autos de infração - FINSOCIAL, COFINS e PASEP

A principal ação registrada neste grupo refere-se ao questionamento de autos de infração lavrados contra FURNAS em 3 de maio de 2001, relativos ao Finsocial, Cofins e Pasep, no montante atualizado de R\$ 1.098.900 (R\$ 791.796 históricos), em decorrência de exclusões nas bases de cálculo relativas, principalmente, repasse e transporte de energia de Itaipu, por um período de dez anos. Estes autos de infração sobrepueram-se a outros emitidos em 1999, para um período de fiscalização de cinco exercícios, no montante de R\$ 615.089, que haviam sido objeto de adesão ao Refis, em 1 de março de 2000, e transferidos, em 31 de julho de 2003, para o Paes.

Em 12 de junho de 2008, com a emissão, pelo STF, da Súmula Vinculante nº 8, a cobrança dos autos de infração foi reduzida para cinco anos, passando o montante atualizado de R\$ 1.098.900 para R\$ 202.208.

A Empresa, baseada na divulgação das últimas decisões da Receita Federal, mantém provisão para riscos fiscais, no valor total de R\$ 84.890, relativas ao Pasep / Cofins incidentes sobre a exclusão das bases de cálculo da RGR no período de junho de 1996 a setembro de 2000 e outubro de 2005 a março de 2007. A diferença de R\$ 117.318 refere-se a outras exclusões das referidas bases de cálculo, ainda em fase de julgamento, no qual existem possibilidades de ganho para FURNAS, segundo o entendimento de sua área jurídica.

#### 1.1.1.2 - Na controlada Chesf:

a) A controlada, possui questões envolvendo, basicamente, ações anulatórias de autos de infração; pleitos de ressarcimento de créditos (PIS/PASEP - COFINS) e outros tributos singulares. A companhia mantém provisão no valor de R\$ 10.853 (em 31 de dezembro de 2010 - R\$ 10.631).

#### 1.1.1.3 - Na controlada Cepisa :

As ações fiscais provisionadas, consideradas com expectativa de perda provável, são compostas por processos referente a ICMS e ISS, que totalizam o montante de R\$ 17.152.

#### 1.1.1.4 – Na controlada Ceron

a) Diferencial de alíquota do ICMS, no período de 2001 e 2002, objeto dos Autos de Infração nº. 01.037.884-4 e 01.037.885-2, no montante de R\$ 12.083, atualizado até 31 de dezembro de 2011.

#### b) Autos de infração – ANEEL

Em dezembro de 2011, após a manifestação da assessoria jurídica da Companhia com o posicionamento na alteração da probabilidade de êxito possível para provável dos autos de infração, a Companhia registrou como provisão passiva os autos de infração lavrados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em decorrência de não conformidade e procedimentos ocasionados por descumprimento às resoluções vigentes que são estabelecidas ao setor elétrico.

A seguir, elencamos o detalhamento dos autos:



| AI                     | Origem  | Período           | Valor R\$     |              |               |
|------------------------|---|-------------------|---------------|--------------|---------------|
|                        |   |                   | Principal     | Atualização  | Total         |
| 004/2008               | DEC e FEC                                       | 2003, 2004 e 2006 | 15.702        | 2.985        | 18.687        |
| 038/2010-SFE           | DEC e FEC                                       | 2008              | 1.899         | 376          | 2.275         |
| 043/2010-SFE           | Índices INS, ICO e IAB                          |                   | 109           | 21           | 130           |
| 054/2010-SFE           | Informações Perdas Técnicas                     |                   | 889           | 165          | 1.054         |
| 078/2010-SFE           | Não conformidade nas áreas técnicas e comercial |                   | 1.171         | 204          | 1.375         |
| 089/2010-SFE           | DEC e FEC                                       | 2009              | 4.301         | 710          | 5.011         |
| 090/2010-SFE           | Índices DRP e DRC                               | 2008 a 2009       | 1.472         | 240          | 1.712         |
| 128/2010-SFE           | DIC, FIC e DMIC                                 |                   | 1.689         | 188          | 1.877         |
| 039/201-SFG            | Não equacionamento reposição óleo diesel a CCC  |                   | 8.585         | 1.052        | 9.637         |
| 066/2011-SFE           | Descumprimento item 5.4 seção 8.2 - Prodist     |                   | 1.038         | 13           | 1.051         |
| <b>Total dos Autos</b> |   |                   | <b>36.855</b> | <b>5.954</b> | <b>42.809</b> |

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
INS – Índice de Nível de Serviço  
ICO – Índice de Chamadas Ocupadas  
IAB – Índice de Abandono  
DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária  
DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica  
DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora  
FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora  
DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora  
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

Para todos os autos acima, a Companhia apresentou recursos, cujas penalidades foram mantidas pelo Órgão Regulador e os assuntos foram encerrados na esfera administrativa.

Para os autos 004/2008, 038/2010, 043/2010, 054/2010, 078/2010, 089/2010 e 090/2010, a Companhia interpôs ações judiciais efetivando os respectivos depósitos. Quanto aos demais autos a Companhia está analisando a viabilidade de ajuizar as ações.

2 - Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda possível:

2.1 - Ações judiciais cíveis

2.1.1 - Em empresas controladas

2.1.1.1 - Na controlada Chesf:

a) 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, ajuizada em 08 de junho de 1999, envolvendo faturas emitidas após 30 de abril de 1990. Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

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). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco.



No TJPE, o Relator do recurso proferiu decisão declarando a nulidade da sentença, admitindo a intervenção da União Federal no feito, determinando o envio dos autos à Justiça Federal, onde se encontra.

b) 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, perante a 2ª Vara Federal em Sergipe, tendo por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores, à jusante da UHE Xingó e provocados pela construção desta Usina.

A ação foi proposta na Justiça Federal, em 27 de junho de 2002, sendo determinante, em 31 de agosto de 2005, a inclusão do Ibama, IMA-AL, CRA-BA, União Federal e Adema-SE no pólo passivo da ação.

Por outro lado, na comarca de Brejo Grande/SE, havia também uma ação civil pública proposta contra a Chesf pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Saramém, à qual foi atribuído o valor de R\$ 100.000 mil com os mesmos propósitos da demanda anteriormente comentada.

Em 19 de fevereiro de 2009 essa ação, foi considerada processualmente conexa com a outra ação de caráter semelhante existente na justiça federal, passando ambas a tramitar conjuntamente a partir daquela data.

Em 29 de março de 2011, o juiz de primeira instância nomeou equipe de peritos para produção de laudo. Em 08 de abril de 2011 a Chesf apresentou em juízo a relação dos seus assistentes técnicos e os seus quesitos periciais. Em audiência, no dia 30 de novembro de 2011, determinou - se que a Chesf efetivasse até 31 de janeiro de 2012 um depósito de R\$ 50 em conta bancária, à disposição daquele juízo para fazer face às despesas com os peritos judiciais.

Suportada em avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Companhia, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível, quanto ao insucesso da defesa, e remota quanto aos valores pretendidos.

c) Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia na 15ª Vara Federal-DF, visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07 de novembro de 2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas, em novembro de 2008, as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31 de dezembro de 2011 o Tribunal Regional Federal da 1.ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, o qual está concluso com o Ministro Relator no STJ.

d) Ação declaratória com pedido de indenização proposta pela Carbomil Química S.A. objetivando indenização em decorrência da instalação de linha de transmissão de energia elétrica em área da mina Lajedo do Mel, localizada nos municípios de Jaguaruana e Quixeré, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. Foi realizada perícia e em seguida a Companhia elaborou o incidente processual, protocolizando uma exceção de incompetência, que veio a ser negada. O processo tem estimativa de perda possível no valor de R\$ 70.000.

#### 2.1.1.2 - Na controlada Eletrosul:

O valor de R\$ 56.106 mil, demonstrado como passivo cível, classificado pela assessoria jurídica como possível, refere-se, basicamente, a processos de: indenização no valor de R\$ 3.597, nulidade de processo de licitação no valor de R\$ 5.888, revisão contratual no valor de R\$ 7.092 e anulação de contrato no valor de R\$ 27.146.

### 2.2 - Ações judiciais tributárias

#### 2.2.1 - Em empresas controladas

##### 2.2.1.1 - Na controlada Cepisa:

A Cepisa sofreu processo de fiscalização por parte da Secretaria da Fazenda do Estado do Piauí – SEFAZ, referente aos procedimentos fiscais adotados no registro e apuração do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, relativo ao período de janeiro de 2001 a dezembro de 2007, sendo lavrados, contra a Cepisa, quatorze autos de infração, no total de R\$ 79.782. Suportada pela avaliação dos consultores jurídicos da Cepisa, este valor não foi provisionado, por ser considerado, quanto à probabilidade de perda, como perda possível.

##### 2.2.1.2 - Na controlada Eletronuclear

Dentre essas ações de causas possíveis, destaca-se a ação de execução fiscal movida pelo Estado do Rio de Janeiro em 2009, cujo objeto é crédito de ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços supostamente incidente sobre importação de mercadorias, cujo o processo monta R\$ 47.504. Nessa execução a ELETRONUCLEAR deu em garantia em depósito judicial ações no valor de R\$ 44.601.

##### 2.2.1.3 – Na controlada CERON

A Companhia sofreu processo de fiscalização por parte da Coordenadoria da Receita Estadual, da Secretaria de Finanças do Estado de Rondônia, referente aos procedimentos fiscais adotados no registro e apuração do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, relativo ao período de janeiro de 1998 a dezembro de 2002, sendo que em dezembro de 2003 foram lavrados contra a Companhia, 26 (vinte e seis) autos de infração no total de R\$ 263.129. Destes 26 autos, 05 (cinco) já foram aditados passando o valor global para R\$ 362.266.

Em dezembro de 2008, a Companhia sofreu novo processo de fiscalização por parte da Coordenadoria da Receita Estadual, da Secretaria de Finanças do Estado de Rondônia, relativo ao exercício de 2003, e foram lavrados 02 (dois) autos de infração no valor total de R\$ 13.433.

Em dezembro de 2009, ocorreu outro processo de fiscalização referente ao estorno de créditos de ICMS de óleo diesel, relativo ao período de janeiro de 2004 a dezembro 2008, sendo lavrados 05 (cinco) autos de infração no valor total de R\$ 458.395, cujo detalhamento de todos os autos estão demonstrados a seguir:

| Quant.    | Origem                                       | Período 1998 a 2009 |                |                |                |                | Total          |
|-----------|--|---------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|           |  | Autuação            | Imposto        | Multa          | Juros          | Atualização    |                |
| 2         | Diferencial de Alíquota                      | dez/03              | 1.304          | 4.326          | 2.320          | 1886           | 9.836          |
| 4         | Créditos da Aquisição de Óleo                | dez/03              | 25.762         | 83.055         | 48.173         | 47.202         | 204.192        |
| 5         | Cancelamentos de Fatura                      | dez/03              | 6.156          | 17.321         | 17.582         | 10.728         | 51.787         |
| 3         | Energia Elétrica Diferimento-PIE/Eletronorte | dez/03              | 11.746         | 41.283         | 24.193         | 19.229         | 96.451         |
| 1         | Cancelamento de Fatura                       | dez/08              | 900            | 2.492          | 1.092          | 625            | 5.109          |
| 1         | Estorno de créditos nas GIAM's-2003          | dez/08              | 1.471          | 4.073          | 1.758          | 1.022          | 8.324          |
| 5         | Estorno de óleo diesel 2004 a 2008           | dez/09              | 111.306        | 267.152        | 55.318         | 24.619         | 458.395        |
| <b>21</b> | <b>Total dos Autos</b>                       |                     | <b>158.645</b> | <b>419.702</b> | <b>150.436</b> | <b>105.311</b> | <b>834.094</b> |

Considerando o objeto dos Autos de Infração, as justificativas apresentadas, bem como a natureza dos débitos envolvidos, a Administração da Companhia entendeu serem totalmente improcedentes as exigibilidades dos mesmos.

Diante de tal entendimento, a Companhia contratou o escritório de advocacia Ulhôa Canto, Rezende e Guerra – Advogados, para defesa dos vinte e seis autos sofridos em 2003. Os dois autos de 2008 ficaram a cargo da Assessoria Jurídica da Companhia, e para os cinco autos aplicados em 2009, foi contratado o Escritório de Advocacia Décio Freire & Advogados Associados, com fim específico de promoverem suas defesas perante a Secretaria de Finanças do Governo do Estado de Rondônia.

Considerando o estágio dos processos e os recursos apresentados, em 31 de dezembro de 2011, as posições dos julgamentos são as seguintes:

- a) 09 processos, no montante de R\$ 481.664, aguardando decisão de segunda instância;
- b) 02 processos, no montante de R\$ 67.834, aguardando decisão de primeira instância;
- c) 10 processos, no montante de R\$ 284.596, com decisão administrativa final, desfavorável à Companhia. Por entender improcedente tais decisões, a Companhia ingressou com ação judicial.

Tendo em vista o grau dos recursos apresentados, os trâmites a serem seguidos, e ainda a expectativa favorável quanto ao seu desfecho, a Administração da Companhia, suportada por parecer de seus assessores jurídicos, bem como em conformidade com os preceitos da Deliberação CVM nº. 489/2005 entende não ser necessária a constituição de provisão para fazer face às eventuais contingências.

## 2.3 - Ações judiciais trabalhistas

### 2.3.1 - Em empresas controladas

#### 2.3.1.1 - Na controlada Cepisa

Refere-se a diversas ações movidas, por ex-empregados e empregados, envolvendo hora-extra, adicional de periculosidade, adicional de penosidade,

equiparação/reenquadramento salarial, insalubridade, diferenças de FGTS, indenização por danos morais decorrentes de acidente de trabalho e reintegração de demitidos. O montante provisionado é de R\$ 26.103, em 31 de dezembro de 2011.

### **NOTA 31 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS**

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

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

O saldo da obrigação, registrada a valor presente, em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 408.712 (31 de dezembro de 2010 – R\$ 375.968).

|   | CONSOLIDADO |
|---|-------------|
| Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2010       | 375.968     |
| Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no exercício | 32.744      |
| Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2011       | 408.712     |

### **NOTA 32 – 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                     |                         |                        |                  |                     |                  |
|---------------------------------|-------------------------|------------------------|------------------|---------------------|------------------|
| Controlada                      |                         | Circulante             |                  |                     |                  |
|                                 |                         | 31/12/2011             | 31/12/2010       |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Foz do Chapecó      | 19.498                 | 18.257           |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Peixe Angical       | 6.627                  | 6.428            |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Retiro Baixo        | 123                    | 114              |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Serra do Facão      | 3.856                  | 299              |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Santo Antonio       | 5.129                  | -                |                     |                  |
|                                 | <b>Total</b>            | <b>35.233</b>          | <b>25.098</b>    |                     |                  |
|                                 |                         | Não Circulante         |                  |                     |                  |
|                                 |                         | 31/12/2011             | 31/12/2010       |                     |                  |
| Chesf/Eletrosul                 | UHE Jirau               | 39.776                 | 35.616           |                     |                  |
| Chesf/Eletronorte/Norte Energia | UHE Belo Monte          | 72.593                 | -                |                     |                  |
| Eletrosul                       | UHE Passo São João      | 4.069                  | 3.515            |                     |                  |
| Eletrosul                       | UHE Mauá                | 12.357                 | 10.498           |                     |                  |
| Eletrosul                       | UHE São Domingos        | 4.774                  | 4.047            |                     |                  |
| Eletrosul/Furnas                | UHE Teles Pires         | 34.928                 | -                |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Batalha e Simplicio | 42.230                 | 40.336           |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Foz do Chapecó      | 236.560                | 228.002          |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Peixe Angical       | 77.029                 | 73.044           |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Retiro Baixo        | 3.563                  | 3.389            |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Serra do Facão      | 635.722                | 612.183          |                     |                  |
| Furnas                          | UHE Santo Antonio       | 70.825                 | 51.587           |                     |                  |
|                                 | <b>Total</b>            | <b>1.234.426</b>       | <b>1.062.217</b> |                     |                  |
|                                 |                         | Valor nominal original |                  | Valores atualizados |                  |
| UHE                             | anos                    | Pagamento anual        | Pagamento total  | Pagamento anual     | Pagamento total  |
| Passo São João                  | 29                      | 200                    | 5.944            | 270                 | 7.988            |
| Mauá                            | 30                      | 618                    | 18.855           | 810                 | 24.705           |
| São Domingos                    | 25                      | 260                    | 6.717            | 340                 | 8.755            |
| Jirau                           | 35                      | 3.150                  | 96.840           | 3.826               | 117.306          |
| Teles Pires                     | 35                      | 2.702                  | 84.438           | 2.774               | 86.688           |
| Batalha                         | 35                      | 298                    | 8.725            | 392                 | 7.784            |
| Simplicio                       | 35                      | 1.134                  | 34.036           | 1.519               | 34.446           |
| Foz do Chapecó                  | 35                      | 19.261                 | 504.000          | 42.128              | 638.839          |
| Peixe Angical                   | 35                      | 6.800                  | 197.200          | 14.878              | 205.704          |
| Retiro Baixo                    | 35                      | 238                    | 7.117            | 252                 | 7.524            |
| Serra do Facão                  | 35                      | 40.618                 | 1.073.000        | 81.859              | 1.284.286        |
| Santo Antônio                   | 35                      | 11.852                 | 379.267          | 14.727              | 471.264          |
| Belo Monte                      | 35                      | 8.305                  | 99.662           | 6.071               | 72.856           |
|                                 |                         | <b>95.436</b>          | <b>2.515.801</b> | <b>169.846</b>      | <b>2.968.145</b> |

## NOTA 33 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

|  | CONTROLADORA E CONSOLIDADO |            |
|--|----------------------------|------------|
|  | 31/12/2011                 | 31/12/2010 |
| Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE | 133.270                    | 4.637.116  |
| Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza         | 2.250                      | 78.280     |
| UHE de Xingó                                     | 6.321                      | 219.942    |
| Linha de transmissão no Estado da Bahia          | 989                        | 34.429     |
| Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66    | 5.865                      | 204.089    |
|  | 148.695                    | 5.173.856  |

## NOTA 34 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

| Empresas               | 2012      | 2013      | 2014      | 2015      | Após 2015<br>(pagamento anual) |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------------------|
| Amazonas               | 2.415.188 | 2.508.607 | 2.454.581 | 2.387.563 | -                              |
| Distribuidora Alagoas  | 424.591   | 562.485   | 566.332   | 1.217.816 | -                              |
| Distribuidora Piauí    | 747       | 763       | 697       | 15.812    | -                              |
| Distribuidora Rondônia | 614.471   | 745.591   | 914.260   | 1.115.228 | -                              |
| Eletrobras             | 1.850.000 | 1.850.000 | 1.850.000 | 1.850.000 | 1.850.000                      |
| Eletronorte            | 92.763    | 92.763    | 98.792    | 105.214   | 112.052                        |
| Eletronuclear          | 454.927   | 375.519   | 321.884   | 280.353   | 286.582                        |
| Furnas                 | 391.575   | 390.515   | 99.122    | 3.699     | -                              |
| Total                  | 6.244.262 | 6.526.243 | 6.305.669 | 6.975.686 | 2.248.634                      |

### 1. Combustível nuclear (Eletronuclear)

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.

### 2. Compromissos sócio ambientais

#### 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.

### 3. Aquisição de equipamentos

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.

### 4. Compra de Energia de Produtor Independente - Proinfa



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

O Proinfa prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000GWh/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobras.

## NOTA 35 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2010 - R\$ 26.156.567) 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, conforme a seguir:

| ACIONISTA | ORDINÁRIAS          |              | PREFERENCIAIS  |                   |               | CAPITAL TOTAL       |               |
|-----------|---------------------|--------------|----------------|-------------------|---------------|---------------------|---------------|
|           | QUANTIDADE          | %            | Série A        | Série B           | %             | QUANTIDADE          | %             |
| União     | 552.968.382         | 50,87        | -              | 2.252             | 0,00          | 552.970.634         | 40,88         |
| BNDESPAR  | 180.757.951         | 16,63        | -              | 18.691.102        | 7,04          | 199.449.053         | 14,75         |
| 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           | 0,11         | -              | -                 | -             | 1.000.000           | 0,09          |
| FGI       | -                   | -            | -              | 8.750.000         | 3,30          | 8.750.000           | 0,65          |
| FGO       | -                   | -            | -              | 468.600           | 0,18          | 468.600             | 0,03          |
| Outros    | 230.363.543         | 21,17        | 146.920        | 219.262.25        | 82,60         | 449.772.721         | 33,24         |
|           | <u>1.087.050.29</u> | <u>100,0</u> | <u>146.920</u> | <u>265.436.88</u> | <u>100,00</u> | <u>1.352.634.10</u> | <u>100,00</u> |

Do total das 449.772.721 ações em poder dos não controladores, 311.960.738 ações, ou seja, 69,36% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 165.001.868 ações ordinárias, e 146.958.870 de ações preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 75.072.329 ações ordinárias e 40.326.860 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de American Depositary Receipts - ADR's. Em 31 de dezembro de 2011, o valor patrimonial da ação é de R\$ 56,81 (31 de dezembro de 2010 - R\$ 62,29).



## II - Reservas de Capital

|   | CONTROLADORA E CONSOLIDADO |                   |
|---|----------------------------|-------------------|
|   | 31/12/2011                 | 31/12/2010        |
| 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 |                   |
|--|----------------------------|-------------------|
|  | 31/12/2011                 | 31/12/2010        |
| Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)        | 2.233.016                  | 2.046.388         |
| Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976) | 16.337.997                 | 14.758.463        |
|  | <u>18.571.013</u>          | <u>16.804.851</u> |

## NOTA 36 – 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.

| 31/12/2011                                      |                  |                |                |                  |
|---|------------------|----------------|----------------|------------------|
| Numerador                                       | Ordinárias       | Preferencial A | Preferencial B | Total            |
| Lucro líquido atribuível a cada classe de ações | 2.831.333        | 383            | 691.358        | 3.523.073        |
| Dividendos preferenciais                        |                  | 116            | 209.375        | 209.491          |
|   | <u>2.831.333</u> | <u>499</u>     | <u>900.733</u> | <u>3.732.565</u> |
| Denominador                                     | Ordinárias       | Preferencial A | Preferencial B | Total            |
| Média ponderada da quantidade de ações          | 1.087.050        | 147            | 265.437        | 1.352.634        |
| % de ações em relação ao total                  | 80%              | 0,01%          | 20%            | 100%             |
| Resultado por ação básico (R\$)                 | 2,60             | 3,39           | 3,39           |                  |

| 31/12/2010                                      |            |                |                |           |
|---|------------|----------------|----------------|-----------|
| Numerador                                       | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total     |
| Lucro líquido atribuível a cada classe de ações | 1.544.746  | 251            | 387.775        | 1.932.771 |
| Dividendos preferenciais                        |            | 272            | 314.870        | 315.142   |
|   | 1.544.746  | 522            | 702.645        | 2.247.913 |
| Denominador                                     | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total     |
| Média ponderada da quantidade de ações          | 905.024    | 147            | 227.187        | 1.132.357 |
| % de ações em relação ao total                  | 80%        | 0,01%          | 20%            | 100%      |
| Resultado por ação básico (R\$)                 | 1,71       | 3,55           | 3,09           |           |

### (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.

| 31/12/2011                                      |            |                |                |           |
|---|------------|----------------|----------------|-----------|
| Numerador                                       | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total     |
| Lucro líquido atribuível a cada classe de ações | 2.831.333  | 383            | 691.358        | 3.523.073 |
| Dividendos preferenciais                        |            | 116            | 209.375        | 209.491   |
|   | 2.831.333  | 499            | 900.733        | 3.732.565 |
| Denominador                                     | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total     |
| Média ponderada da quantidade de ações          | 1.087.050  | 147            | 265.437        | 1.352.634 |
| % de ações em relação ao total                  | 80%        | 0,01%          | 20%            | 100%      |
| Resultado por ação diluído (R\$)                | 2,60       | 3,39           | 3,39           |           |

| 31/12/2010                                      |            |                |                |           |
|---|------------|----------------|----------------|-----------|
| Numerador                                       | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total     |
| Lucro líquido atribuível a cada classe de ações | 1.544.625  | 251            | 391.308        | 1.936.183 |
| Dividendos preferenciais                        |            | 272            | 314.870        | 315.142   |
|   | 1.544.625  | 522            | 706.178        | 2.251.325 |

| Denominador                            | Ordinárias | Preferencial A | Preferencial B | Total     |
|--|------------|----------------|----------------|-----------|
| Média ponderada da quantidade de ações | 905.024    | 147            | 227.187        | 1.132.357 |
| Empréstimo compulsório                 | -          | -              | 2.088          | 2.088     |
|  | 905.024    | 147            | 229.274        | 1.134.445 |
| % de ações em relação ao total         | 80%        | 0%             | 20%            | 100%      |
| Resultado por ação diluído (R\$)       | 1,71       | 3,55           | 3,08           |           |

## NOTA 37 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

|   | CONTROLADORA     |                  | CONSOLIDADO        |                    |
|---|------------------|------------------|--------------------|--------------------|
|   | 31/12/2011       | 30/12/2010       | 31/12/2011         | 30/12/2010         |
| <b>Geração</b>                                |                  |                  |                    |                    |
| Suprimento                                    | 1.795.910        | 1.824.652        | 15.976.884         | 17.358.002         |
| Fornecimento                                  | -                | -                | 2.449.928          | 752.037            |
| Repasse Itaipu                                | 836.488          | 215.989          | 836.488            | 215.989            |
|   | <u>2.632.398</u> | <u>2.040.641</u> | <u>19.263.300</u>  | <u>18.326.028</u>  |
| <b>Transmissão</b>                            |                  |                  |                    |                    |
| Atualizações da taxa de retorno - Transmissão | -                | -                | 2.774.166          | 2.525.754          |
| Receita de operação e manutenção              | -                | -                | 1.978.618          | 1.466.929          |
| Receita de construção                         | -                | -                | 3.603.492          | 2.322.937          |
|   | <u>-</u>         | <u>-</u>         | <u>8.356.276</u>   | <u>6.315.620</u>   |
| <b>Distribuição</b>                           |                  |                  |                    |                    |
| Fornecimento                                  | -                | -                | 4.147.768          | 3.929.481          |
| Receita de operação e manutenção              | -                | -                | 564.948            | 433.048            |
| Receita de construção                         | -                | -                | 729.064            | 810.475            |
|   | <u>-</u>         | <u>-</u>         | <u>5.441.780</u>   | <u>5.173.004</u>   |
| <b>Outras receitas</b>                        | <u>131.303</u>   | <u>82.683</u>    | <u>1.187.135</u>   | <u>1.299.817</u>   |
|   | <u>2.763.701</u> | <u>2.123.324</u> | <u>34.248.491</u>  | <u>31.114.469</u>  |
| <b>(-) Deduções à Receita Operacional</b>     |                  |                  |                    |                    |
| (-) Encargos setoriais                        | -                | -                | (1.712.669)        | (1.514.504)        |
| (-) ICMS                                      | -                | -                | (1.086.209)        | (1.040.163)        |
| (-) PASEP e COFINS                            | (156.894)        | (133.204)        | (1.901.838)        | (1.711.238)        |
| (-) Outras Deduções                           | -                | -                | (15.031)           | (16.479)           |
|   | <u>(156.894)</u> | <u>(133.204)</u> | <u>(4.715.747)</u> | <u>(4.282.384)</u> |
| <b>Receita operacional líquida</b>            | <u>2.606.807</u> | <u>1.990.120</u> | <u>29.532.744</u>  | <u>26.832.085</u>  |

## NOTA 38 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

|                                  | CONTROLADORA     |                  | CONSOLIDADO    |                |
|----------------------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|
|                                  | 31/12/2011       | 31/12/2010       | 31/12/2011     | 31/12/2010     |
| Investimentos em controladas     |                  |                  |                |                |
| Equivalência patrimonial         | 1.612.598        | 1.550.254        | -              | -              |
| Rendimentos de capital - ITAIPU  | 36.637           | 38.735           | 36.637         | 38.735         |
|                                  | <u>1.649.235</u> | <u>1.588.989</u> | <u>36.637</u>  | <u>38.735</u>  |
| Investimentos em coligadas       |                  |                  |                |                |
| Equivalência patrimonial         | <u>244.612</u>   | <u>467.647</u>   | <u>290.693</u> | <u>467.647</u> |
| Juros sobre o capital próprio    | 19.243           | 16.038           | 19.243         | 16.038         |
| Dividendos                       | 139.728          | 101.847          | 139.728        | 101.847        |
| Remuneração dos investimentos em | (3.516)          | 3.125            | (3.516)        | 45.488         |
| Outros investimentos             | <u>155.455</u>   | <u>121.010</u>   | <u>155.455</u> | <u>163.373</u> |
|                                  | <u>2.049.302</u> | <u>2.177.646</u> | <u>482.785</u> | <u>669.755</u> |

## NOTA 39 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

|          | CONTROLADORA   |                | CONSOLIDADO      |                  |
|----------|----------------|----------------|------------------|------------------|
|          | 31/12/2011     | 31/12/2010     | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| Pessoal  | 356.713        | 357.775        | 5.233.826        | 4.845.246        |
| Material | 4.537          | 6.450          | 303.347          | 399.299          |
| Serviços | <u>109.019</u> | <u>108.107</u> | <u>2.133.543</u> | <u>2.126.168</u> |
|          | <u>470.269</u> | <u>472.332</u> | <u>7.670.716</u> | <u>7.370.713</u> |

## NOTA 40 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E USO DA REDE ELÉTRICA

|                      | CONTROLADORA     |                  | CONSOLIDADO      |                  |
|----------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
|                      | 31/12/2011       | 31/12/2010       | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| Suprimento           | -                | -                | 1.281.766        | 1.736.667        |
| Uso da Rede          | -                | -                | 1.420.934        | 1.353.839        |
| Comercialização CCEE | (31.095)         | 95.927           | 128.979          | 706.852          |
| Proinfa              | 1.955.328        | 1.844.835        | 1.955.328        | 1.844.835        |
| Outros               | <u>20.217</u>    | <u>19.770</u>    | <u>20.217</u>    | <u>26.730</u>    |
|                      | <u>1.944.449</u> | <u>1.960.532</u> | <u>4.807.223</u> | <u>5.668.923</u> |

## NOTA 41 - PROVISÕES OPERACIONAIS

|   | CONTROLADORA   |                | CONSOLIDADO      |                  |
|---|----------------|----------------|------------------|------------------|
|   | 31/12/2011     | 31/12/2010     | 31/12/2011       | 31/12/2010       |
| Garantias                                 | 70.596         | (653)          | 70.596           | (653)            |
| Contingências                             | 155.830        | (27.008)       | 691.042          | 287.821          |
| PCLD - Consumidores e Revendedores        | -              | -              | 511.356          | 564.006          |
| PCLD - Financiamentos e Empréstimos       | 297.131        | 36.245         | 297.131          | 36.245           |
| Passivo a descoberto em Controladas       | 294.375        | 148.167        | -                | -                |
| Perdas em Investimentos                   | 105.387        | 421.629        | 105.387          | 421.629          |
| Plano de readequação do quadro de pessoal | -              | -              | 498.114          | -                |
| Passivo Atuarial                          | (28.683)       | 30.793         | (410.281)        | 20.004           |
| Impairment                                | -              | -              | 434.538          | 379.048          |
| Outras                                    | 41.754         | 121.096        | 650.866          | 789.162          |
|   | <u>936.390</u> | <u>730.269</u> | <u>2.848.749</u> | <u>2.497.262</u> |

## NOTA 42 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

### 1 - Gestão de Recursos

#### 1.1-Gestão 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        |                   |
|----------------------------------|--------------------|-------------------|
|                                  | 31/12/2011         | 31/12/2010        |
| Total dos Empréstimos            | 42.413.678         | 33.138.436        |
| (-) Caixa e Equivalente Caixa    | 4.959.787          | 9.220.169         |
| Dívida Líquida                   | 37.453.891         | 23.918.267        |
| (+) Total do Patrimônio Líquido  | 77.202.321         | 70.530.410        |
| Total do Capital                 | <u>114.656.212</u> | <u>94.448.677</u> |
| Índice de Alavancagem Financeira | 33%                | 25%               |

## 2 - Instrumentos Financeiros

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

### 2.1 - Ativos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Caixa e equivalentes de caixa: mantidos para a negociação a curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- b) Títulos e valores mobiliários: são aqueles com vencimentos definidos e para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registrados pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado. Tais instrumentos são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável. As aplicações financeiras de longo prazo são mantidas em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor.
- c) Consumidores e revendedores: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização.
- d) Créditos renegociados: tais ativos são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores justos e prováveis de realização.
- e) 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.
- f) 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.

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 Eletrobras detinha uma carteira de empréstimos e financiamentos concedidos, totalizando R\$ 9.737.390 (R\$ 9.659.440 em 31 de dezembro de 2010), conforme demonstrado a seguir por moeda:

| Moeda                     | US\$      | %      | R\$       |
|---------------------------|-----------|--------|-----------|
| Dólar Norte-<br>Americano | 3.211.422 | 61,89  | 6.023.985 |
| Real                      | 1.977.506 | 38,11  | 3.709.405 |
| Total                     | 5.188.927 | 100,00 | 9.733.390 |

g) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no Patrimônio Líquido, de acordo com o critério do teste de eficácia (CPC 38).

### 3 - Política de *hedge* Financeiro

A Eletrobras apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis bem como em seu fluxo de caixa. A companhia apresenta relevante descasamento 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 Eletrobras. O objetivo da atual política é perseguir a mitigação da exposição as 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 Eletrobras.

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 Eletrobras 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.

Desta forma, conforme o quadro abaixo 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 Eletrobras. 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 Eletrobras como o de seu fluxo de caixa.



A companhia está analisando a possibilidade de enquadramento ou não destas operações na política contábil de hedge accounting nos termos do Pronunciamento Técnico.

|                                   | Standard Bank      | Standard Bank      | Citibank           | Santander          | BAML               | BAML               | HSBC               | Santander          |
|-----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| MTM data base:<br>30/12/2011      | Operação 1<br>2011 | Operação 2<br>2011 | Operação 3<br>2011 | Operação 4<br>2011 | Operação 5<br>2011 | Operação 6<br>2011 | Operação 7<br>2011 | Operação 8<br>2011 |
| Data de início da<br>operação     | 22/05/2012         | 22/05/2012         | 08/02/2012         | 08/02/2012         | 08/02/2012         | 08/02/2012         | 08/02/2012         | 08/02/2012         |
| Data de vencimento<br>da operação | 25/11/2015         | 25/11/2015         | 10/08/2020         | 10/08/2020         | 10/08/2015         | 10/08/2015         | 10/08/2015         | 10/08/2015         |
| Taxa Fixa                         | 2,44%              | 2,49%              | 3,28%              | 3,32%              | 2,15%              | 2,27%              | 2,18%              | 2,15%              |
| Ponta Ativa                       | USD + Libor        | USD + Libor        | USD + Libor        | USD + Libor        | USD + Libor        | USD + Libor        | USD + Libor        | USD + Libor        |
| Ponta Passiva                     | USD + Taxa Fixa    | USD + Taxa Fixa    | USD + Taxa Fixa    | USD + Taxa Fixa    | USD + Taxa Fixa    | USD + Taxa Fixa    | USD + Taxa Fixa    | USD + Taxa Fixa    |
| Valor nominal                     | \$20.192.307,69    | \$20.192.307,69    | \$50.000.000,00    | \$100.000.000,00   | \$50.000.000,00    | \$100.000.000,00   | \$100.000.000,00   | \$100.000.000,00   |
| Valor justo                       | -R\$ 1.022.768,50  | -R\$ 987.282,46    | -R\$ 6.989.650,88  | -R\$ 13.897.718,06 | -R\$ 2.125.362,76  | -R\$ 4.689.777,60  | -R\$ 4.513.351,59  | -R\$ 4.282.699,24  |

SWAP Libor Flut x Fixa

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 Eletrobras 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 Eletrobras. Atualmente, a Eletrobras 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 Eletrobras envida esforços para que todas as operações com derivativos a serem realizadas pela Eletrobras 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.

#### 4 - Derivativos Embutidos

##### a) Eletronorte

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

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

| Cliente | Datas do contrato |            | Volumes médios de megawatts     |
|---------|-------------------|------------|---------------------------------|
|         | Inicial           | Vencimento |                                 |
| Albrás  | 01/07/2004        | 31/12/2024 | 750 MW - até 31/12/2006         |
| Alcoa   | 01/07/2004        | 31/12/2024 | 800 MW - a partir de 01/01/2007 |
| BHP     | 01/07/2004        | 31/12/2024 | De 304,92 MW a 328 MW           |
|         |                   |            | 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/ton, respectivamente.

O impacto do derivativo embutido no resultado foi negativo em 2011 de R\$124.770 e de R\$ 55.200 positivo em 2010 e a posição patrimonial apresentada é ativa em R\$ 376.950 em 2011 e 580.240 em 2010..

## 5 - Hedge de Fluxo de caixa

### a) Energia Sustentável do Brasil Participações S.A.

Em 2009, a ESBR Participações S.A, com o intuito de reduzir a exposição cambial de determinadas parcelas do contrato com a empresa chinesa Dong Fang, a controlada em conjunto firmou contratos a termo de moeda sem entrega física (NDF) com instituições financeiras. Os valores desses acordos foram de US\$ 41,000 e US\$ 16,400, com vencimentos em 17 de setembro de 2009 e 18 de dezembro de 2009, e taxas pactuadas de R\$ 2,29 e R\$ 2,18, respectivamente. Tais operações foram classificadas como hedges de fluxo de caixa. Conforme previsto nas normas contábeis brasileiras, as variações cambiais das NDF foram registradas na conta de Outros resultados abrangentes e transferidas ao ativo imobilizado quando da efetiva liquidação do passivo junto ao fornecedor.

Em 17 de setembro de 2009, a controlada liquidou a operação de NDF no valor de US\$ 41,000 com perdas apuradas de R\$ 20.360. Em relação ao contrato de NDF, no valor de US\$ 16,400, sua liquidação ocorreu na data do vencimento, com resultado negativo de R\$ 6.599, sem que houvesse cumprimento das obrigações contratuais por parte do fornecedor. As variações cambiais da NDF foram registradas no patrimônio líquido e lá mantidas até o real cumprimento das obrigações da Dong Fang, o que ocorreu ao fim do primeiro semestre de 2010.

A partir do final do exercício de 2009, a controlada alterou sua estratégia de hedge e desde então vem realizando aplicações financeiras em dólar dos Estados Unidos, com a finalidade de lastrear as garantias das cartas de crédito emitidas pelos Banco do Brasil e Banco Itaú em favor dos fornecedores chineses Dong Fang e Hyosung. Tais aplicações também são classificadas como hedge de fluxo de caixa.

A movimentação da conta de ajustes de variação patrimonial, durante os anos findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010, considerando a participação indireta da Eletrobras, é descrita a seguir:

|                              | <u>31/12/2011</u> | <u>31/12/2010</u> |
|------------------------------|-------------------|-------------------|
| Saldo no início do exercício |                   |                   |

|  |         |         |
|--|---------|---------|
|  | (5.111) | (2.640) |
| Variação cambial sobre principal de depósitos vinculados       | (5.704) | (4.738) |
| Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício atual | 2.183   | 2.266   |
| Saldo no final do exercício                                    | 2.775   | (5.111) |

#### b) Madeira Energia

A Madeira Energia realiza operações com instrumentos financeiros objetivando a proteção dos riscos de mercado decorrentes, principalmente, das variações do IGP-M e da variação cambial do Euro. Os principais riscos que a investida pretende reduzir são sobre o fluxo de caixa, regulando as principais exposições de riscos financeiros oriundos do descasamento de usos e fontes, como: preço de *commodities*; indexadores de preços na composição de ativos e passivos; escolha de instrumentos de mitigação; e crédito.

A atividade de gestão de risco é regida por uma Política de Gestão de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração e sob a responsabilidade da Diretoria Financeira. A Política define todas as características das atividades de gestão de risco, estabelecendo relatórios e sistemas de controle para o acompanhamento de riscos, metodologias para cálculo da exposição, limites e critérios para tomada de risco de contraparte e de liquidez.

O objetivo da gestão de riscos é a proteção do fluxo de caixa da investida visando, através da redução da volatilidade com instrumentos derivativos, regular as principais exposições de riscos de investimento e financeiros oriundos da operação. Para isso, os instrumentos derivativos são utilizados apenas em posições contrárias à exposição da investida.

A estratégia da investida baseia-se na utilização de instrumentos financeiros derivativos para a mitigação dos riscos de mercado considerados relevantes. A utilização destes instrumentos está sujeita a análises profundas sobre precificação, cotação competitiva, impacto contábil e outras técnicas de acompanhamento, principalmente modelos matemáticos adotados para o monitoramento contínuo das exposições.

A investida monitora e avalia seus contratos derivativos periodicamente e ajusta a sua estratégia de acordo com as condições de mercado. A contratação de instrumentos financeiros derivativos é realizada com o intuito de proteção dos ativos e patrimônio dos acionistas e, portanto, não são mantidas posições alavancadas ou especulativas com derivativos.

Atualmente, a investida está exposta ao risco de que uma variação nos Índices Gerais de Preços (IGP-M) cause aumento nos seus investimentos futuros através da correção por indexadores, no pagamento do contrato firmado para a contratação da Usina Hidrelétrica Santo Antônio.

Para a proteção dos valores que impactam o fluxo de caixa de investimentos, a Administração da investida concluiu que é possível mitigar parte dos riscos de juros incluídos sobre os fluxos de pagamentos através de um swap efetuado com uma

instituição financeira de primeira linha no Brasil. Para isso, através de modelos estatísticos, verificou-se que o derivativo contratado é altamente correlacionado com a variação do IGP-M. O swap de IGP-M foi feito no montante de R\$ 1.200.000, contra taxa pré-fixada de 5,86% ao ano, compreendendo 36 fluxos mensais, iniciado em janeiro de 2010 e com vencimento em dezembro de 2012.

A investida classifica este derivativo como "hedge de fluxo de caixa" para efeito de contabilização, apresentado o valor justo no ativo ou no passivo e reconhecendo as variações de valor justo dos hedges efetivos no patrimônio líquido, na rubrica de "Ajustes de avaliação patrimonial". Na data de competência de cada fluxo protegido por hedge, os respectivos saldos nessa conta são baixados com contrapartida em um ajuste do valor de reconhecimento inicial de um ativo ou passivo não financeiro, cujo reconhecimento é causado pela transação (basis adjustment).

Em 31 de dezembro de 2011, o valor justo do contrato em aberto apresenta ganho de R\$ 2.410 (31.12.2010 – R\$ 8.718), parcela consolidada em FURNAS, registrada a débito da rubrica "Instrumentos financeiros derivativos" no ativo circulante, tendo como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial" no patrimônio líquido e seus efeitos tributários registrados na rubrica "Imposto de renda e contribuição social diferidos".

Os contratos não designados para hedge accounting totalizaram R\$ 923, tendo como contrapartida o resultado financeiro.

Foram feitos os cálculos de efetividade retrospectivos e prospectivos, adotando para os testes prospectivos cenário de choque nas taxas de DI x IGP-M. A seguir, demonstra-se o impacto financeiro previsto conforme expectativa de desembolso:

| Descrição     | Total   |
|---------------|---------|
| Valor Justo   | 2.410   |
| Valor Nominal | 187.926 |

Parte dos equipamentos que serão utilizados para a montagem da planta da Usina Hidrelétrica Santo Antônio são adquiridos com base na cotação do Euro. Assim, a flutuação da cotação da moeda, frente ao Real, expõe a investida a um risco de fluxo de caixa.

Para a proteção dos valores que impactam o fluxo de caixa de investimentos, a Administração da investida optou por utilizar opções titulares de compra de Euro (call), ou seja, a investida desembolsou um prêmio inicial para ter o direito de comprar Euro nos próximos meses a um preço pré-determinado. A estratégia da compra de call compreende 16 fluxos mensais, iniciando em novembro de 2010, com vencimento em fevereiro de 2012.

A investida classifica estes derivativos como "hedge de fluxo de caixa" para efeito de contabilização, apresentando o valor justo no ativo ou no passivo e reconhecendo as variações de valor justo do valor intrínseco dos hedges efetivos no patrimônio líquido, na rubrica de "Ajustes de avaliação patrimonial".

Em 31 de dezembro de 2011, o valor justo do portfólio de opções era de R\$ 11 (31.12.2010 – R\$ 171), parcela consolidada na controlada FURNAS, sendo que nenhuma delas possuía algum valor intrínseco. Desta forma, não foi necessário testar sua efetividade. No quadro, a seguir, é possível visualizar o valor justo da opção aberto por vencimento.

| Descrição     | 2012  |
|---------------|-------|
| Valor Justo   | 11    |
| Valor Nominal | 1.319 |

#### c) Norte Brasil Transmissora de Energia

Os instrumentos financeiros derivativos contratados pela controlada em conjunto, SPE Norte Brasil Transmissora de Energia S.A., são classificados como *hedge* de fluxo de caixa. O instrumento tem o propósito de proteger as operações da SPE contra os riscos de flutuação nas taxas de câmbio e variações no preço do alumínio no mercado internacional, que tem peso significativo no plano de investimentos. Eles não são utilizados para fins especulativos e foram contratados com instituições financeiras de primeira linha no Brasil e no exterior.

Os hedges da Norte Energia foram avaliados como efetivos no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e de 2011.

a) Em 25 de março de 2010, a Norte Energia contratou operação de compromisso de compra futura de alumínio (LME) junto ao Citibank, visando a reduzir a exposição ao risco de mudanças na taxa de câmbio frente ao plano de investimentos. A operação tem vencimento substancialmente no exercício de 2012.

b) Em 19 de julho de 2010, a Norte Energia contratou a operação a termo de compra de moedas na modalidade de Non-deliverable forward (NDF), junto ao Banco Société Générale – País e Barclays Bank PLC, visando proteger-se da variação da cotação do preço dessa matéria prima no mercado internacional, decorrente da necessidade de compra de cabos para a construção da linha de transmissão. A operação tem vencimento substancialmente no exercício de 2012.

A parcela efetiva das valorizações ou desvalorizações dos instrumentos financeiros enquadrados na categoria de *Hedge* de fluxo de caixa foi registrada em 2010, líquida dos efeitos tributários, em conta destacada do patrimônio líquido, na rubrica "ajustes de avaliação patrimonial" até a compra do ativo relacionado, quando este valor ajustaria o custo deste ativo. Entende-se por parcela efetiva aquela que a variação no item objeto de hedge, diretamente relacionada ao risco correspondente, é compensada pela variação no instrumento financeiro utilizado para *hedge*, considerando o efeito acumulado da operação. As demais variações verificadas nesses instrumentos são reconhecidas diretamente no resultado do período. Em 2011, os saldos de hedge accounting foram reconhecidos pelo valor justo no patrimônio líquido no montante de R\$ 10.862 em 2011 e R\$ 11.826 em 2010.

6 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Fornecedores: são mensurados pelo valor justo de mercado e amortizados essencialmente pelo método do custo amortizado.
- 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 equivalentes 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 2011 com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 42.413.680 (R\$ 33.138.437 em 31 de dezembro de 2010), conforme demonstrado a seguir:

Apresentação sintética do consolidado – Empréstimos Obtidos

| Moeda                 | U\$ (equivalentes) | %     | R\$        |
|-----------------------|--------------------|-------|------------|
| Dólar Norte-Americano | 9.575.952          | 42,35 | 17.962.570 |
| REAL                  | 12.807.023         | 56,64 | 24.023.413 |
| YEN                   | 185.779            | 0,82  | 348.484    |
| EURO                  | 42.229             | 0,19  | 79.213     |
|                       | 22.610.983         | 100%  | 42.413.680 |

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% a.a., com prazo de resgate definido.

7 - 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:

#### 7.1 - 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 descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte-americano, proveniente da relação entre as operações de financiamentos e empréstimos, obtidos e concedidos, o que causa volatilidade nos seus resultados e em seu fluxo de caixa proporcional à flutuação da taxa de câmbio do dólar norte-americano.

As SPEs que apresentam risco de taxa de câmbio e contrataram operações de proteção são Madeira Energia, Norte Brasil Transmissora e Energia Sustentável, conforme mencionado no item 5.

#### 7.2 - 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.

#### 7.3 - Risco de commodities

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.

Até 2004, os preços de suprimento de energia elétrica decorrentes da atividade de geração eram fixados pela ANEEL. A partir do Leilão 001/2004, realizado pela Agência Reguladora, as geradoras passaram a comercializar sua energia elétrica com um maior número de clientes, a preços definidos pelo mercado. A atividade de transmissão de energia elétrica tem sua remuneração definida pela ANEEL, mediante a fixação de Receita Anual Permitida - RAP, julgada suficiente para a cobertura dos custos operacionais e a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão.

#### 7.4 - 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.

## 7.5 - 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.

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.

| <b>CONTROLADORA</b>              |                   |                     |                     |                    |
|----------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------|--------------------|
| 31/12/2011                       | Menos de<br>1 ano | Entre 1 e<br>2 anos | Entre 2 e<br>5 anos | Acima de<br>5 anos |
| Empréstimos                      | 368.278           | 261.201             | 1.642.499           | 16.022.297         |
| Fornecedores e outras obrigações | 1.956.490         | 2.078.770           | 2.078.770           | -                  |
| 31/12/2010                       | Menos de<br>1 ano | Entre 1 e<br>2 anos | Entre 2 e<br>5 anos | Acima de<br>5 anos |
| Empréstimos                      | 275.907           | 195.687             | 1.230.529           | 12.003.601         |
| Fornecedores e outras obrigações | 2.061.540         | 2.061.540           | 2.061.540           | -                  |

**CONSOLIDADO**

| 31/12/2011                                  | Menos de<br>1 ano | Entre 1 e<br>2 anos | Entre 2 e<br>5 anos | Acima de<br>5 anos |
|---|-------------------|---------------------|---------------------|--------------------|
| Empréstimos e financiamentos                | 4.047.972         | 2.416.820           | 6.484.413           | 32.196.189         |
| Obrigações com arrendamento financeiro      | 142.997           | 259.034             | 388.551             | 1.127.959          |
| Debêntures                                  | 210.984           | -                   | -                   | -                  |
| Fornecedores                                | 3.882.948         | 875                 | -                   | -                  |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 1.064.164         | -                   | -                   | -                  |
| Concessões a pagar – UBP                    | 1.427             | 3.472               | 14.246              | 296.508            |

**31/12/2010**

| 31/12/2010                                  | Menos de<br>1 ano | Entre 1 e<br>2 anos | Entre 2 e<br>5 anos | Acima de<br>5 anos |
|---|-------------------|---------------------|---------------------|--------------------|
| Empréstimos e financiamentos                | 1.868.466         | 455.637             | 2.865.163           | 27.949.170         |
| Obrigações com arrendamento financeiro      | 120.485           | 240.933             | 361.400             | 1.092.214          |
| Fornecedores                                | 5.563.938         | 2.081.548           | 2.061.540           | -                  |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 639.278           | -                   | -                   | -                  |
| Concessões a pagar – UBP                    | -                 | 1.313               | 10.118              | 150.133            |

## 8 – Análise de Sensibilidade

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 macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

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.

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

**CONTROLADORA**

| Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2011 |                   |                   | Indexador        |                      |                          | Saldo R\$ mil           |                          |
|--|-------------------|-------------------|------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Moeda (Risco)                                      | Saldo US\$ mil    | Saldo R\$ mil     | Provável<br>2012 | Cenário<br>I (- 25%) | Cenário<br>II (-<br>50%) | Cenário<br>I<br>(- 25%) | Cenário<br>II<br>(- 50%) |
| Dólar(R\$/US\$)                                    | 6.946.516         | 13.030.275        | 1,77             | 1,3275               | 0,8850                   | 9.221.500               | 6.147.667                |
| IGP-M  | 7.662.145         | 14.372.651        | 5,07%            | 3,80%                | 2,54%                    | 14.919.171              | 14.736.998               |
| EURO(R\$/€)  | 39.556            | 74.200            | 2,4147           | 1,8111               | 1,2074                   | 52.511                  | 35.007                   |
| Yen(R\$/¥)   | 241.713           | 453.406           | 0,0230           | 0,0172               | 0,0115                   | 320.875                 | 213.916                  |
| <b>TOTAL</b>                                       | <b>14.889.930</b> | <b>27.930.532</b> |                  |                      |                          | <b>24.514.057</b>       | <b>21.133.588</b>        |

**CONSOLIDADO**

| Moeda (Risco)         | Saldo US\$       | Saldo R\$        | Provável<br>I 2012 | Cenário<br>I (- 25%) | Cenário<br>II (-<br>50%) | Cenário I (-<br>25%) | Cenário II (-<br>50%) |
|-----------------------|------------------|------------------|--------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------|
| Dólar Norte-Americano | 3.211.422        | 6.023.985        | 1,77               | 1,33                 | 0,89                     | 4.263.163            | 2.842.108             |
| Real                  | 1.977.506        | 3.709.405        | 5,07%              | 3,80%                | 2,54%                    | 3.850.455            | 3.803.438             |
| <b>TOTAL</b>          | <b>3.211.422</b> | <b>9.733.390</b> |                    |                      |                          | <b>8.113.618</b>     | <b>6.645.546</b>      |

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

### CONTROLADORA

| Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2011 |                |               | Indexador     |                  |                   | Saldo R\$ mil    |                   |
|--|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco)                                      | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2012 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dólar(R\$/US\$)                                    | 6.946.516      | 13.030.275    | 1,77          | 2,2125           | 2,6550            | 15.369.167       | 18.443.000        |
| IGP-M  | 7.662.145      | 14.372.651    | 5,07%         | 6,34%            | 7,61%             | 15.283.518       | 15.465.691        |
| EURO(R\$/€)  | 39.556         | 74.200        | 2,4147        | 3,0184           | 3,6221            | 87.519           | 105.022           |
| Yen(R\$/¥)   | 241.713        | 453.406       | 0,0230        | 0,0287           | 0,0345            | 534.791          | 641.749           |
| TOTAL  | 14.889.930     | 27.930.532    |               |                  |                   | 31.274.995       | 34.655.462        |

### CONSOLIDADO

| Moeda (Risco)         | Saldo US\$ | Saldo R\$ | Provável I 2012 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
|-----------------------|------------|-----------|-----------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Dólar Norte-Americano | 3.211.422  | 6.023.985 | 1,77            | 2,21             | 2,66              | 7.105.271        | 8.526.325         |
| Real                  | 1.977.506  | 3.709.405 | 5,07%           | 6,34%            | 7,61%             | 3.944.489        | 3.991.505         |
| TOTAL                 | 3.211.422  | 9.733.390 |                 |                  |                   | 11.049.760       | 12.517.830        |

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos obtidos 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.

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

### CONTROLADORA

| Moeda (Risco)   | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2012 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
|-----------------|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Dólar(R\$/US\$) | 4.763.136      | 8.934.690     | 1,77          | 1,3275           | 0,8850            | 6.323.063        | 4.215.375         |
| EURO(R\$/€)     | 42.228         | 79.212        | 2,4147        | 1,8111           | 1,2074            | 56.058           | 37.372            |
| Yen(R\$/¥)      | 185.779        | 348.484       | 0,0230        | 0,0172           | 0,0115            | 246.621          | 164.414           |
| TOTAL           | 4.991.143      | 9.362.386     |               |                  |                   | 6.625.742        | 4.417.161         |

### CONSOLIDADO

| Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2011 |                |               | Indexador     |                  |                   | Saldo R\$ mil    |                   |
|---|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco)                                   | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2012 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
| Dolar(R\$/US\$)                                 | 9.575.952      | 17.962.570    | 1,77          | 1,3275           | 0,8850            | 12.712.076       | 8.474.717         |
| EURO(R\$/€)                                     | 42.229         | 79.213        | 2,4147        | 1,8111           | 1,2074            | 56.059           | 37.373            |
| Yen(R\$/¥)                                      | 185.779        | 348.484       | 0,0230        | 0,0172           | 0,0115            | 246.621          | 164.414           |
| TOTAL   | 9.803.959      | 18.390.267    |               |                  |                   | 13.014.756       | 8.676.504         |

### Apreciação dos Índices – Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

#### CONTROLADORA

| Moeda (Risco)   | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2012 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
|-----------------|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Dolar(R\$/US\$) | 4.763.136      | 8.934.690     | 1,77          | 2,2125           | 2,6550            | 10.538.438       | 12.646.125        |
| EURO(R\$/€)     | 42.228         | 79.212        | 2,4147        | 3,0184           | 3,6221            | 93.430           | 112.116           |
| Yen(R\$/¥)      | 185.779        | 348.484       | 0,0230        | 0,0287           | 0,0345            | 411.036          | 493.243           |
| TOTAL           | 4.991.143      | 9.362.386     |               |                  |                   | 11.042.904       | 13.251.484        |

#### CONSOLIDADO

| Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2011 |                |               | Indexador     |                  |                   | Saldo R\$ mil    |                   |
|---|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco)                                   | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2012 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dolar(R\$/US\$)                                 | 9.575.952      | 17.962.570    | 1,77          | 2,2125           | 2,6550            | 21.186.793       | 25.424.151        |
| EURO(R\$/€)                                     | 42.229         | 79.213        | 2,4147        | 3,0184           | 3,6221            | 93.431           | 112.118           |
| Yen(R\$/¥)                                      | 185.779        | 348.484       | 0,0230        | 0,0287           | 0,0345            | 411.036          | 493.243           |
| TOTAL   | 9.803.959      | 18.390.267    |               |                  |                   | 21.691.260       | 26.029.512        |

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%.

### Depreciação de Índices do Ativo Financeiro ITAIPU:

| Ativo Financeiro ITAIPU |                |               | Indexador     |                  |                   | Saldo R\$ mil    |                   |
|-------------------------|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco)           | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2011 | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) | Cenário I (-25%) | Cenário II (-50%) |
| Dolar(R\$/US\$)         | 9.911.586      | 18.592.152    | 1,77          | 1,3275           | 0,8850            | 13.157.630       | 8.771.753         |

### Apreciação de Índices do Ativo Financeiro ITAIPU:

| Ativo Financeiro ITAIPU |                |               | Indexador     |                  |                   | Saldo R\$ mil    |                   |
|-------------------------|----------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Moeda (Risco)           | Saldo US\$ mil | Saldo R\$ mil | Provável 2011 | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) | Cenário I (+25%) | Cenário II (+50%) |
| Dolar(R\$/US\$)         | 9.911.586      | 18.592.152    | 1,77          | 2,2125           | 2,6550            | 21.929.383       | 26.315.260        |

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.

Desta forma foi sensibilizado para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido conforme Tabela 1. 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.

| Derivativo em 31/12/2011 | Cenário I (-25%) Índices e preços | Cenário II (-50%) Índices e preços | Cenário I (+25%) Índices e preços | Cenário II (+50%) Índices e preços |
|--------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| 376.950                  | 42.796                            | -                                  | 853.126                           | 1.189.289                          |

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.

## 9 – 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                              |           |           |         |            |
|---|-----------|-----------|---------|------------|
| 31/12/2011                                |           |           |         |            |
|   | Nível 1   | Nível 2   | Nível 3 | Total      |
| Títulos Valores Mobiliários               |           | 8.666.466 | -       | 8.666.466  |
| Partes beneficiárias                      | -         | -         | 212.419 | 212.419    |
| Ativos Financeiros Disponíveis para Venda | 1.561.533 | -         | 45.902  | 1.607.435  |
| Total de ativos                           | 1.561.533 | 8.666.466 | 258.321 | 10.486.320 |

| CONTROLADORA                              |           |           |         |           |
|---|-----------|-----------|---------|-----------|
| 31/12/2010                                |           |           |         |           |
|   | Nível 1   | Nível 2   | Nível 3 | Total     |
| Títulos Valores Mobiliários               | -         | 5.811.767 | -       | 5.811.767 |
| Investimentos mantidos a custo            | -         | -         | 52.410  | 52.410    |
| Partes beneficiárias                      | -         | -         | 194.761 | 194.761   |
| Ativos Financeiros Disponíveis para Venda | 1.402.837 | -         | -       | 1.402.837 |
| Total de ativos                           | 1.402.837 | 5.811.767 | 247.171 | 7.461.775 |
| Derivativos destinados para Hedge         | -         | 540.540   | -       | 540.540   |
| Total de passivos                         | -         | 540.540   | -       | 540.540   |

| CONSOLIDADO                               |                  |                   |                |                   |
|---|------------------|-------------------|----------------|-------------------|
| 31/12/2011                                |                  |                   |                |                   |
|   | Nível 1          | Nível 2           | Nível 3        | Total             |
| Títulos Valores Mobiliários               | -                | 11.438.443        | -              | 11.438.443        |
| Derivativos designados como hedge         | -                | 380.567           | -              | 380.567           |
| Partes beneficiárias                      | -                | -                 | 212.419        | 212.419           |
| Títulos Patrimoniais                      | -                | 629.707           | -              | 629.707           |
| Ativos Financeiros Disponíveis para Venda | 1.561.533        | -                 | 45.902         | 1.607.435         |
| Aplicações Financeiras                    | 331.452          | 524.294           | -              | 855.746           |
| Cauções e depósitos                       | -                | 161.942           | -              | 161.942           |
| Total de ativos                           | <u>1.892.985</u> | <u>13.134.953</u> | <u>258.321</u> | <u>15.286.259</u> |

| CONSOLIDADO                               |                  |                  |                |                   |
|---|------------------|------------------|----------------|-------------------|
| 31/12/2010                                |                  |                  |                |                   |
|   | Nível 1          | Nível 2          | Nível 3        | Total             |
| Títulos Valores Mobiliários               | -                | 7.543.978        | -              | 7.543.978         |
| Derivativos                               | (2.038)          | -                | 540.072        | 538.034           |
| Derivativos designados como hedge         | -                | 582.404          | -              | 582.404           |
| Partes beneficiárias                      | -                | -                | 194.761        | 194.761           |
| Títulos Patrimoniais                      | 1.548            | -                | -              | 1.548             |
| Ativos Financeiros Disponíveis para Venda | 1.610.908        | -                | 52.410         | 1.663.318         |
| Total de ativos                           | <u>1.610.418</u> | <u>8.126.382</u> | <u>787.243</u> | <u>10.524.043</u> |
|   |                  |                  |                |                   |
| Derivativos destinados para Hedge         | -                | 540.540          | -              | 540.540           |
| Total de passivos                         | <u>-</u>         | <u>540.540</u>   | <u>-</u>       | <u>540.540</u>    |

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 43 - 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 ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010, são as seguintes:



|   | 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 Operacional 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              | 464.181       | 11.680       | 6.924       | -            | 482.785      |
| Irpj / Csl  | (189.200)     | (696.752)    | (198.294)   | (13.815)     | (1.098.061)  |
| Participação Minoritária                            | (29.454)      | -            | -           | -            | (29.454)     |
| Lucro Líquido do Exercício                          | 253.153       | 3.499.238    | 79.731      | (99.557)     | 3.732.565    |

|   | 31/12/2010    |              |             |              |              |
|---|---------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
|   | Administração | Geração      | Transmissão | Distribuição | Total        |
| Receita Operacional Líquida                         | 126.478       | 18.398.128   | 5.894.556   | 2.412.923    | 26.832.085   |
| Despesas Operacionais                               | (1.500.234)   | (13.270.258) | (5.558.101) | (2.761.874)  | (23.090.467) |
| Resultado Operacional Antes do Resultado Financeiro | (1.373.756)   | 5.127.870    | 336.455     | (348.951)    | 3.741.618    |
| Resultado Financeiro                                | 732.722       | (937.998)    | (109.589)   | (49.258)     | (364.123)    |
| Resultado de Participações Societárias              | 641.740       | 520          | 27.495      | -            | 669.755      |
| Irpj / Csl  | (215.596)     | (1.096.289)  | (171.673)   | (10.707)     | (1.494.265)  |
| Participação Minoritária                            | (305.072)     | -            | -           | -            | (305.072)    |
| Lucro Líquido do Exercício                          | (519.962)     | 3.094.103    | 82.688      | (408.916)    | 2.247.913    |

As vendas entre os segmentos foram realizadas como vendas entre partes independentes. A receita de partes externas foi mensurada de maneira condizente com aquela apresentada na demonstração do resultado.

#### NOTA 44 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Eletrobras é a União que detém 40,88% das ações ordinárias e preferenciais da companhia (vide a Nota 35).

As transações da Eletrobras 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.

|                                      | CONTROLADORA |         |           |
|--------------------------------------|--------------|---------|-----------|
|                                      | ATIVO        | PASSIVO | RESULTADO |
| <b>FURNAS</b>                        |              |         |           |
| Financiamentos e empréstimos         | 3.145.221    | -       | -         |
| Dividendo a receber                  | 64.200       | -       | -         |
| AFAC                                 | 300.000      | -       | -         |
| Receitas de participação societária  | -            | -       | 258.679   |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas | -            | -       | 154.956   |
|                                      | 3.509.421    | -       | 413.635   |
| <b>CHESF</b>                         |              |         |           |
| Financiamentos e empréstimos         |              | -       | -         |

|  |           |         |                  |
|--|-----------|---------|------------------|
|  | 143.001   |         |                  |
| AFAC                                   | 1.293.000 | -       | -                |
| Dividendo a receber                    | 297.947   | -       | -                |
| outros                                 | -         | 1.355   | -                |
| Receita de juros, comissões e taxas    | -         | -       | 10.613           |
| Receitas de participações societárias  | -         | -       | <u>1.547.151</u> |
|  | 1.733.948 | 1.355   | 1.557.764        |
| <b>ELETRONORTE</b>                     |           |         |                  |
| Financiamentos e empréstimos           | 4.069.029 | -       | -                |
| Dividendo a receber                    | 13.773    | -       | -                |
| AFAC                                   | 1.125.949 | -       | -                |
| outros                                 | -         | 1.355   | -                |
| Receitas de participação societária    | -         | -       | 67.179           |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | <u>290.526</u>   |
|  | 5.208.751 | 1.355   | 357.705          |
| <b>ELETROSUL</b>                       |           |         |                  |
| Financiamentos e empréstimos           | 982.881   | -       | -                |
| Dividendo a receber                    | 24.490    | -       | -                |
| AFAC                                   | 1.810.793 | -       | -                |
| Créditos renegociados                  | -         | -       | -                |
| Receita de participações societárias   | -         | -       | 103.145          |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | <u>56.368</u>    |
|  | 2.818.164 | -       | 159.513          |
| <b>CGTEE</b>                           |           |         |                  |
| Financiamentos e empréstimos           | 1.000.511 | -       | -                |
| AFAC                                   | 452.704   | -       | -                |
| Dividendo a receber                    | 37.263    | -       | -                |
| Resultado em participações societárias | -         | -       | 18.026           |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | <u>36.240</u>    |
|  | 1.490.478 | -       | 54.266           |
| <b>ELETRONUCLEAR</b>                   |           |         |                  |
| Financiamentos e empréstimos           | 1.178.350 | -       | -                |
| Outros                                 | -         | 165.361 | -                |
| Resultado de participações societárias | -         | -       | 215.120          |

|  |           |         |           |
|--|-----------|---------|-----------|
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | 60.445    |
|  | 1.178.350 | 165.361 | 275.565   |
| ITAIPU                                 |           |         |           |
| Financiamentos e empréstimos           | 5.882.593 | -       | -         |
| Dividendo a receber                    | 469       | -       | -         |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | 376.296   |
|  | 5.883.062 | -       | 376.296   |
| CEAL                                   |           |         |           |
| Financiamento e empréstimos            | 311.312   | -       | -         |
| AFAC                                   | 97.354    | -       | -         |
| Resultado de participações societárias | -         | -       | (87.457)  |
| Receitas de Juros, comissões e taxas   | -         | -       | 15.266    |
|  | 408.666   | -       | (72.191)  |
| CEPISA                                 |           |         |           |
| Financiamento e empréstimos            | 463.898   | -       | -         |
| AFAC                                   | 275.984   | -       | -         |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | 41.714    |
|  | 739.882   | -       | 41.714    |
| AMAZONAS ENERGIA                       |           |         |           |
| Financiamentos e empréstimos           | 623.093   | -       | -         |
| AFAC                                   | 63.918    | -       | -         |
| Resultado de participações societárias | -         | -       | (372.013) |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | 48.741    |
|  | 687.011   | -       | (323.272) |
| CERON                                  |           |         |           |
| Financiamentos e empréstimos           | 116.504   | -       | -         |
| Resultado de participações societárias | -         | -       | (137.654) |
| AFAC                                   | 88.837    | -       | -         |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -         | -       | 7.729     |
|  | 205.341   | -       | (129.925) |
| ELETROPAR                              |           |         |           |
| Resultado de participações societárias | -         | -       | 19.802    |
| Dividendo a receber                    | 4.703     | -       | -         |
|  |           | -       | 19.802    |

|  |         |         |           |
|--|---------|---------|-----------|
|  | 4.703   |         |           |
| ELETROACRE                             |         |         |           |
| Financiamentos e empréstimos           | 107.547 | -       | -         |
| AFAC                                   | 160.822 | -       | -         |
| Outros                                 | -       | 2.605   | -         |
| Receitas de Juros, Comissões e Taxas   | -       | -       | 8.678     |
|  | 268.369 | 2.605   | 8.678     |
| TESOURO NACIONAL                       |         |         |           |
| Obrigações                             | -       | 264.726 | -         |
|  | -       | 264.726 | -         |
| INAMBARI                               |         |         |           |
| Resultado de participações societárias | -       | -       | (1.772)   |
|  | -       | -       | (1.772)   |
| BELO MONTE                             |         |         |           |
| Resultado de participações societárias | -       | -       | (1.536)   |
|  | -       | -       | (1.536)   |
| CHC                                    |         |         |           |
| Resultado de participações societárias | -       | -       | (2.518)   |
|  | -       | -       | (2.518)   |
| MANGUE SECO                            |         |         |           |
| Resultado de participações societárias | -       | -       | 2.662     |
|  | -       | -       | 2.662     |
| ELETROS                                |         |         |           |
| Contribuições Previdenciárias          | -       | -       | 14.175    |
|  | -       | -       | 14.175    |
| CONSOLIDADO                            |         |         |           |
| PODER PÚBLICO FEDERAL                  | ATIVO   | PASSIVO | RESULTADO |
| Consumidores e revendedores            | 9.901   | -       | -         |
| Fornecimento de energia elétrica       | 14.801  | -       | -         |
| Outras receitas                        | -       | -       | 55.011    |
|  | 24.702  | -       | 55.011    |
| BNDES                                  |         |         |           |

|                                      |   |           |   |
|--------------------------------------|---|-----------|---|
| Empréstimos e financiamentos a pagar | - | 8.173.793 | - |
|                                      | - | 8.173.793 | - |

#### REAL GRANDEZA

|                                   |       |           |          |
|-----------------------------------|-------|-----------|----------|
| Contas a receber                  | 1927  | -         | -        |
| Contribuições previdenciárias     | -     | 4.740     | -        |
| Contas a pagar                    | -     | (438.949) | -        |
| Contratos de dívida atuariais     | -     | 56.762    | -        |
| Outros passivos                   | -     | 24.261    | -        |
| Contribuições normal mantenedor   | -     | -         | (15.011) |
| Outras despesas                   | -     | -         | (62.048) |
| Provisão atuarial                 | -     | -         | 40.134   |
| Contribuições desp administrativa | -     | -         | (2.517)  |
|                                   | 1.927 | (353.186) | (39.442) |

#### NUCLEOS

|                                       |   |       |          |
|---------------------------------------|---|-------|----------|
| Contribuições previdenciárias         | - | 1.788 | -        |
| Provisão atuarial / Custo Pos-emprego | - | -     | (15.734) |
| Contribuições normal mantenedor       | - | -     | -11.704  |
|                                       | - | 1.788 | (27.438) |

#### RS ENERGIA

|                                      |         |   |       |
|--------------------------------------|---------|---|-------|
| Contas a receber                     | 3.503   | - | -     |
| JCP / Dividendos a receber           | 773     | - | -     |
| Participação societária permanente   | 142.046 | - | -     |
| Receitas de equivalência patrimonial | -       | - | 3.253 |
| Equivalência patrimonial acumulada   | 4.158   | - | -     |
| Receitas de prestação de serviços    | -       | - | 1.957 |
| Outras receitas                      | -       | - | 13    |
|                                      | 150.480 | - | 5.223 |

#### UIRAPURU

|                                      |        |   |       |
|--------------------------------------|--------|---|-------|
| Contas a receber                     | 17     | - | -     |
| JCP / Dividendos a receber           | 1.382  | - | -     |
| Participação societária permanente   | 33.011 | - | -     |
| Equivalência patrimonial acumulada   | 6.238  | - | -     |
| Receitas de equivalência patrimonial | -      | - | 3.680 |

|                                   |               |          |              |
|-----------------------------------|---------------|----------|--------------|
| Receitas de uso da rede elétrica  | -             | -        | 55           |
| Receitas de prestação de serviços | -             | -        | 2.091        |
| Outras receitas                   | -             | -        | 13           |
|                                   | <u>40.648</u> | <u>-</u> | <u>5.839</u> |

#### ARTEMIS

|                                      |                |          |               |
|--------------------------------------|----------------|----------|---------------|
| Contas a receber                     | 501            | -        | -             |
| JCP / Dividendos a receber           | 4.863          | -        | -             |
| Participação societária permanente   | 148.578        | -        | -             |
| Equivalência patrimonial acumulada   | 10.402         | -        | -             |
| Receitas de equivalência patrimonial | -              | -        | 11.983        |
| Receitas de uso da rede elétrica     | -              | -        | 5.984         |
| Outras receitas                      | -              | -        | 84            |
|                                      | <u>164.344</u> | <u>-</u> | <u>18.051</u> |

#### PORTO VELHO

|                                      |                |          |                |
|--------------------------------------|----------------|----------|----------------|
| Contas a receber                     | 5              | -        | -              |
| Participação societária permanente   | 190.293        | -        | -              |
| Equivalência patrimonial acumulada   | 1.904          | -        | -              |
| Despesas de equivalência patrimonial | -              | -        | (1.330)        |
| Outras receitas                      | -              | -        | 58             |
|                                      | <u>192.202</u> | <u>-</u> | <u>(1.272)</u> |

#### NORTE BRASIL

|                                      |               |          |              |
|--------------------------------------|---------------|----------|--------------|
| Participação societária permanente   | 23.530        | -        | -            |
| JCP / Dividendos a receber           | 250           | -        | -            |
| Equivalência patrimonial acumulada   | (7.411)       | -        | -            |
| Receitas de equivalência patrimonial | -             | -        | 1.164        |
|                                      | <u>16.369</u> | <u>-</u> | <u>1.164</u> |

#### ETAU

|                                      |               |          |              |
|--------------------------------------|---------------|----------|--------------|
| Contas a receber                     | 55            | -        | -            |
| JCP / Dividendos a receber           | 2.055         | -        | -            |
| Participação societária permanente   | 9.567         | -        | -            |
| Equivalência patrimonial acumulada   | 10.732        | -        | -            |
| Receitas de equivalência patrimonial | -             | -        | 5.413        |
| Receitas de prestação de serviços    | -             | -        | 664          |
| Outras receitas                      | -             | -        | 7            |
|                                      | <u>22.409</u> | <u>-</u> | <u>6.084</u> |

#### ESBR

|                                    |   |   |   |
|------------------------------------|---|---|---|
| Participação societária permanente | - | - | - |
|------------------------------------|---|---|---|

|   |         |   |         |
|---|---------|---|---------|
|   | 562.342 |   |         |
| Equivalência patrimonial acumulada          | (7.934) | - | -       |
| Despesas de equivalência patrimonial        | -       | - | (3.646) |
|   | 554.408 | - | (3.646) |
| CERRO CHATO I                               |         |   |         |
| Contas a receber                            | 5       | - | -       |
| Participação societária permanente          | 180     | - | -       |
| Equivalência patrimonial acumulada          | 2.095   | - | -       |
| Receitas de uso da rede elétrica            | -       | - | 15      |
| Outras receitas                             | -       | - | 7       |
|   | 2.280   | - | 22      |
| CERRO CHATO II                              |         |   |         |
| Contas a receber                            | 5       | - | -       |
| Participação societária permanente          | 180     | - | -       |
| Equivalência patrimonial acumulada          | (180)   | - | -       |
| Receitas de uso da rede elétrica            | -       | - | 23      |
| Outras receitas                             | -       | - | 7       |
|   | 5       | - | 30      |
| CERRO CHATO III                             |         |   |         |
| Contas a receber                            | 5       | - | -       |
| JCP / Dividendos a receber                  | 652     | - | -       |
| Participação societária permanente          | 180     | - | -       |
| Equivalência patrimonial acumulada          | (180)   | - | -       |
| Receitas de equivalência patrimonial        | -       | - | 2.927   |
| Receitas de uso da rede elétrica            | -       | - | 30      |
| Outras receitas                             | -       | - | 7       |
|   | 657     | - | 2.964   |
| TELES PIRES                                 |         |   |         |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | -       | - | -       |
| Participação societária permanente          | 187.928 | - | -       |
| Equivalência patrimonial acumulada          | (828)   | - | -       |
| Despesas de equivalência patrimonial        | -       | - | (828)   |
|   | 187.100 | - | (828)   |



### INTEGRAÇÃO

|                                      |        |   |       |
|--------------------------------------|--------|---|-------|
| JCP / Dividendos a receber           | 2.060  | - | -     |
| Equivalência patrimonial acumulada   | 8.898  | - | -     |
| Receitas de equivalência patrimonial | -      | - | 8.646 |
|                                      | 10.958 | - | 8.646 |

### AMAPARI ENERGIA

|                                      |        |   |       |
|--------------------------------------|--------|---|-------|
| Participação societária permanente   | 34.105 | - | -     |
| Receitas de equivalência patrimonial | -      | - | 6.109 |
|                                      | 34.105 | - | 6.109 |

### ENERGÉTICA ÁGUAS

|                                      |        |   |        |
|--------------------------------------|--------|---|--------|
| Participação societária permanente   | 81.474 | - | -      |
| Receitas de equivalência patrimonial | -      | - | 20.188 |
|                                      | 81.474 | - | 20.188 |

### FACHESF

|                                |   |         |          |
|--------------------------------|---|---------|----------|
| Fornecedores                   | - | 7.181   | -        |
| Contribuições previdenciárias  | - | 9.317   | -        |
| Contratos de dividas atuariais | - | 381.560 | -        |
| Despesas atuariais             | - | -       | 44.101   |
| Despesas operacionais          | - | -       | (16.381) |
|                                | - | 398.058 | 27.720   |

### NORTE ENERGIA

|                                      |         |   |       |
|--------------------------------------|---------|---|-------|
| Participação societária permanente   | 217.672 | - | -     |
| Despesas de equivalência patrimonial | -       | - | (997) |
|                                      | 217.672 | - | (997) |

### TDG

|                                      |        |   |       |
|--------------------------------------|--------|---|-------|
| Participação societária permanente   | 15.235 | - | -     |
| Receitas de equivalência patrimonial | -      | - | 2.217 |
|                                      | 15.235 | - | 2.217 |

### MANAUS TRANSMISSÃO

|                                      |         |       |         |
|--------------------------------------|---------|-------|---------|
| Participação societária permanente   | 122.268 | -     | -       |
| Contas a Pagar                       | -       | 112   | -       |
| Outros resultados abrangentes        | -       | (467) | -       |
| Receitas de prestação de serviços    | -       | -     | 1.722   |
| Despesas de equivalência patrimonial | -       | -     | (8.041) |
|                                      | 122.268 | (355) | (6.319) |

#### IEMADEIRA

|                                      |         |   |        |
|--------------------------------------|---------|---|--------|
| Participação societária permanente   | 359.756 | - | -      |
| Receitas de prestação de serviços    | -       | - | 5.028  |
| Outros Créditos                      | -       | - | 260    |
| Receitas de equivalência patrimonial | -       | - | 10.872 |
|                                      | 359.756 | - | 16.160 |

#### MANAUS CONSTRUÇÃO

|                                      |        |   |       |
|--------------------------------------|--------|---|-------|
| JCP / Dividendos a receber           | 8.432  | - | -     |
| Participação societária permanente   | 6.392  | - | -     |
| Receitas de equivalência patrimonial | -      | - | 8.874 |
|                                      | 14.824 | - | 8.874 |

#### STN

|                                      |         |       |          |
|--------------------------------------|---------|-------|----------|
| Contas a receber                     | 174     | -     | -        |
| Participação societária permanente   | 195.267 | -     | -        |
| Fornecedores                         | -       | 1.271 | -        |
| Receitas de equivalência patrimonial | -       | -     | 28.314   |
| Receitas de prestação de serviços    | -       | -     | 2.055    |
| Receitas financeiras (JCP)           | -       | -     | 5.872    |
| Encargos de uso da rede elétrica     | -       | -     | (10.869) |
|                                      | 195.441 | 1.271 | 25.372   |

#### INTESA

|                                      |        |     |         |
|--------------------------------------|--------|-----|---------|
| JCP / Dividendos a receber           | 609    | -   | -       |
| Participação societária permanente   | 31.692 | -   | -       |
| Fornecedores                         | -      | 929 | -       |
| Receitas de equivalência patrimonial | -      | -   | 3.095   |
| Encargos de uso da rede elétrica     | -      | -   | (8.429) |

|   |         |         |         |
|---|---------|---------|---------|
|   | 32.301  | 929     | (5.334) |
| EAPS  |         |         |         |
| Consumidores e revendedores                 | 244     | -       | -       |
| JCP / Dividendos a receber                  | 4.252   | -       | -       |
| Participação societária permanente          | 75.638  | -       | -       |
| Receitas de equivalência patrimonial        | -       | -       | 18.604  |
|   | 80.134  | -       | 18.604  |
| ESBR Part.                                  |         |         |         |
| Participação societária permanente          | 554.408 | -       | -       |
| Outros resultados abrangentes               | -       | (3.253) | -       |
| Despesas de equivalência patrimonial        | -       | -       | (3.646) |
|   | 554.408 | (3.253) | (3.646) |
| SETE GAMELEIRAS                             |         |         |         |
| Participação societária permanente          | 1.850   | -       | -       |
| Despesas de equivalência patrimonial        | -       | -       | (157)   |
|   | 1.850   | -       | (157)   |
| S. PEDRO DO LAGO                            |         |         |         |
| Participação societária permanente          | 1.803   | -       | -       |
| Despesas de equivalência patrimonial        | -       | -       | (143)   |
|   | 1.803   | -       | (143)   |
| PEDRA BRANCA                                |         |         |         |
| Participação societária permanente          | 1.737   | -       | -       |
| Despesas de equivalência patrimonial        | -       | -       | (179)   |
|   | 1.737   | -       | (179)   |
| BRASVENTO MIASSABA                          |         |         |         |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 10.685  | -       | -       |
| Participação societária permanente          | (352)   | -       | -       |
|   | 10.333  | -       | -       |

### BRASVENTO EOLO

Adiantamento para futuro aumento de capital

8.112 - -

Participação societária permanente

(550) - -

7.562 - -

### ANDE

Consumidores e revendedores

52.115 - -

Outros ativos

18.102 - -

Obrigações diversas

- (33.582) -

Receitas de prestação de serviços

- - 195.336

Receitas financeiras

- - 2.371

Despesas financeiras

- - 508

Outras despesas

- - (35.296)

70.218 (33.582) 162.919

### FIBRA

Contas a pagar

- (43.031) -

Contribuições previdenciárias

- (2.811) -

Despesas financeiras

- - (4.253)

Contribuições previdenciárias

- - (17.336)

- (45.842) (21.589)

### CAJUBI

Contas a pagar

- (26.421) -

Contribuições previdenciárias

- (4.534) -

Outros passivos

- (686.480) -

Despesas financeiras

- - (508)

Despesas atuariais

- - (144.970)

Contribuições previdenciárias

- - (19.284)

- (717.434) (164.762)

### ENERPEIXE

Consumidores e revendedores

545 - -

|                                    |         |   |        |
|------------------------------------|---------|---|--------|
| Participação societária permanente | 536.651 | - | -      |
| Outros ativos                      | 87      | - | -      |
| Receitas de prestação de serviços  | -       | - | 6.909  |
| Receitas de uso da rede elétrica   | -       | - | 4.448  |
|                                    | 537.283 | - | 11.357 |

#### TRANSLESTE

|                                    |        |       |         |
|------------------------------------|--------|-------|---------|
| Participação societária permanente | 23.630 | -     | -       |
| Outros ativos                      | 375    | -     | -       |
| Fornecedores                       | -      | (132) | -       |
| Receitas de prestação de serviços  | -      | -     | 2       |
| Encargos de uso da rede elétrica   | -      | -     | (1.146) |
|                                    | 24.005 | (132) | (1.144) |

#### TRANSUDESTE

|                                    |        |      |       |
|------------------------------------|--------|------|-------|
| Contas a receber                   | 11     | -    | -     |
| Participação societária permanente | 13.894 | -    | -     |
| Outros ativos                      | 2.830  | -    | -     |
| Fornecedores                       | -      | (81) | -     |
| Receitas de prestação de serviços  | -      | -    | 123   |
| Encargos de uso da rede elétrica   | -      | -    | (709) |
|                                    | 16.735 | (81) | (586) |

#### TRANSIRAPÉ

|                                    |        |      |       |
|------------------------------------|--------|------|-------|
| Participação societária permanente | 10.713 | -    | -     |
| Outros ativos                      | 2.432  | -    | -     |
| Fornecedores                       | -      | (56) | -     |
| Encargos de uso da rede elétrica   | -      | -    | (492) |
|                                    | 13.145 | (56) | (492) |

#### CENTROESTE

|   |        |   |   |
|---|--------|---|---|
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 3.527  | - | - |
| Contas a receber                            | 6      | - | - |
| Participação societária permanente          | 17.191 | - | - |

|   |         |       |       |
|---|---------|-------|-------|
| Outros ativos                               | 44      | -     | -     |
| Fornecedores                                | -       | (55)  | -     |
| Receitas de prestação de serviços           | -       | -     | 511   |
| Encargos de uso da rede elétrica            | -       | -     | (482) |
|   | 20.768  | (55)  | 29    |
| <b>BAGUARI</b>                              |         |       |       |
| Consumidores e revendedores                 | 84      | -     | -     |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 82.632  | -     | -     |
| Participação societária permanente          | 7.713   | -     | -     |
| Outros ativos                               | 9       | -     | -     |
| Receitas de uso da rede elétrica            | -       | -     | 1.418 |
|   | 90.438  | -     | 1.418 |
| <b>RETIRO BAIXO</b>                         |         |       |       |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 58      | -     | -     |
| Participação societária permanente          | 106.010 | -     | -     |
| Outros ativos                               | 2.605   | -     | -     |
|   | 108.673 | -     | -     |
| <b>CHAPECOENSE</b>                          |         |       |       |
| Participação societária permanente          | 276.365 | -     | -     |
| Despesas financeiras                        | -       | -     | (828) |
|   | 276.365 | -     | (828) |
| <b>MADEIRA ENERGIA</b>                      |         |       |       |
| Participação societária permanente          | 645.738 | -     | -     |
| Fornecedores                                | -       | (420) | -     |
|   | 645.738 | (420) | -     |
| <b>INAMBARI</b>                             |         |       |       |
| Outros ativos                               | 252     | -     | -     |
| Participação societária permanente          | 6.937   | -     | -     |
|   | 7.189   | -     | -     |

#### TRANSENERGIA RENOVÁVEL

|   |        |     |       |
|---|--------|-----|-------|
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 31.360 | -   | -     |
| Contas a receber                            | 13     | -   | -     |
| Participação societária permanente          | 39.461 | -   | -     |
| Contas a pagar                              | -      | (9) | -     |
| Receitas de prestação de serviços           | -      | -   | 1.550 |
| Encargos de uso da rede elétrica            | -      | -   | (78)  |
|   | 70.834 | (9) | 1.472 |

#### MGE TRANSMISSÃO

|   |        |   |       |
|---|--------|---|-------|
| Participação societária permanente          | 10.696 | - | -     |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 23.520 | - | -     |
| Contas a receber                            | 110    | - | -     |
| Outros ativos                               | 176    | - | -     |
| Receitas de prestação de serviços           | -      | - | 1.001 |
|   | 34.502 | - | 1.001 |

#### GOIÁS TRANSMISSÃO

|   |        |   |       |
|---|--------|---|-------|
| Participação societária permanente          | 16.040 | - | -     |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 24.500 | - | -     |
| Receitas de prestação de serviços           | -      | - | 1.848 |
|   | 40.540 | - | 1.848 |

#### REI DOS VENTOS

|   |        |   |   |
|---|--------|---|---|
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 10.036 | - | - |
| Participação societária permanente          | (348)  | - | - |
|   | 9.688  | - | - |

#### SEFAC ENERGIA

|                                    |         |   |           |
|------------------------------------|---------|---|-----------|
| Participação societária permanente | 145.464 | - | -         |
| Contas a receber                   | (841)   | - | -         |
| Outros ativos                      | 987     | - | -         |
| Receitas de prestação de serviços  | -       | - | 433       |
| Compra de energia                  | -       | - | (129.207) |
|                                    | 145.610 | - | (128.774) |



|   |        |   |     |
|---|--------|---|-----|
| TRANS SÃO PAULO                             |        |   |     |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 7.987  | - | -   |
| Participação societária permanente          | 16.615 | - | -   |
| Outros ativos                               | 179    | - | -   |
| Receitas de prestação de serviços           | -      | - | 604 |
|   | 24.781 | - | 604 |
| TRANS GOIÁS                                 |        |   |     |
| Participação societária permanente          | 2.786  | - | -   |
| Receitas de prestação de serviços           | -      | - | 5   |
|   | 2.786  | - | 5   |
| CALDAS NOVAS                                |        |   |     |
| Participação societária permanente          | 50     | - | -   |
|   | 50     | - | -   |
| IE GARANHUS                                 |        |   |     |
| Participação societária permanente          | 980    | - | -   |
|   | 980    | - | -   |

Remuneração de Pessoal Chave

|  | CONTROLADORA |              | CONSOLIDADO   |               |
|--|--------------|--------------|---------------|---------------|
|  | 31/12/2011   | 31/12/2010   | 31/12/2011    | 31/12/2010    |
| Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros | 4.377        | 4.488        | 30.457        | 24.545        |
| Salários e encargos sociais                  | 1.528        | 748          | 6.371         | 4.821         |
| Outros                                       | 620          | 333          | 4.146         | 3.051         |
|  | <u>6.525</u> | <u>5.569</u> | <u>40.975</u> | <u>32.417</u> |

A previsão do valor a ser apropriado, referente à Participação nos Lucros e Resultados de 2011 a ser pago em 2012 aos empregados é de R\$ 37.800.000,00.

## NOTA 45 - EVENTOS SUBSEQUENTES

### 1. Acordo de Gestão – Celg Distribuição

A Eletrobras e o Governo do Estado de Goiás estão concretizando a celebração de um Acordo de Gestão, visando à recuperação econômico-financeira da empresa Celg Distribuição S/A (Celg D) que, após implementação de todos os seus termos, prevê uma operação de compra, pela Eletrobras, de 51% das ações ordinárias com direito de voto daquela empresa, ao amparo da MP 559/12. Para isto, a Eletrobras assumiu, a partir de janeiro de 2012, a gestão executiva da Celg D, por meio da sua representação majoritária na Diretoria Executiva, indicando 4 diretores, entre eles o presidente.

O Governo do Estado de Goiás comunicou a pretensão de fomentar o fechamento do capital da Companhia Celg de Participações - Celgpar, com objetivo de promover a reorganização societária da Celg D, nos termos da Lei 6404/76. Após o cancelamento do registro de companhia aberta na CVM da Celgpar e implementação do Acordo de Gestão, a Eletrobras adquirirá o controle acionário da Celg D. Há previsão, ainda, de serem celebrados Acordo de Acionistas no âmbito da Celgpar e Acordo de Acionistas no âmbito da Celg D, estabelecendo os compromissos de governança das partes.

A operação não refletiu efeito nas presentes demonstrações financeiras, entretanto estamos avaliando o possível tratamento contábil de combinação de negócios após a assinatura do acordo.

### 2. Revisão do Tempo de Vida Útil de bens – novas taxas de depreciação

Em 16 de fevereiro de 2012, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 474/2012 que estabelece novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado do Setor Elétrico, taxas estas adotadas pela Empresa para fins societários, por representar adequadamente a vida útil dos bens.

Tais alterações passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2012 e trazem mudanças em relação às últimas estimativas de vida útil e taxas de depreciação adotadas até 31 de dezembro de 2011, para o ativo imobilizado em serviço.

A seguir, as principais revisões nas taxas anuais de depreciação:

| UNIDADES DE CADASTRO                               | TAXA ANUAL DE DEPRECIAÇÃO |                        | AUMENTO / (REDUÇÃO) |
|--|---------------------------|------------------------|---------------------|
|  | Até 31/12/2011            | A partir de 01/01/2012 |                     |
| Caldeira   | 5,00%                     | 4,00%                  | -1,00%              |
| Condutor classe de tensão igual ou superior a 69kv | 2,50%                     | 2,70%                  | 0,20%               |
| Conversor de frequência                            | 4,00%                     | 6,67%                  | 2,67%               |
| Equipamento geral                                  | 10,00%                    | 6,25%                  | -3,75%              |
| Equipamento geral de informática                   | 10,00%                    | 16,67%                 | 6,67%               |
| Estrutura (torre) igual ou superior a 69kv         | 2,50%                     | 2,70%                  | 0,20%               |
| Estrutura da tomada d'água                         | 4,00%                     | 2,86%                  | -1,14%              |
| Estrutura suporte de equipamento e de barramento   | 2,50%                     | 3,13%                  | 0,63%               |
| Painel, mesa de comando e cubículo                 | 3,00%                     | 3,57%                  | 0,57%               |
| Sistema de aterramento                             | 2,50%                     | 3,03%                  | 0,53%               |
| Sistema de proteção, medição e automação           | 3,00%                     | 6,67%                  | 3,67%               |
| Transformador de aterramento                       | 2,00%                     | 3,33%                  | 1,33%               |
| Transformador de força                             | 2,50%                     | 2,86%                  | 0,36%               |
| Turbina a gás                                      | 5,00%                     | 4,00%                  | -1,00%              |
| Veículos   | 20,00%                    | 14,29%                 | -5,71%              |
| Caldeira   | 5,00%                     | 4,00%                  | -1,00%              |

Estimamos que as novas taxas de depreciação não irão gerar impactos relevantes sobre os resultados da Companhia.

### 3. Recuperação Judicial de Investida - Celpa

Em 28 de fevereiro último, a Celpa ajuizou um pedido de recuperação judicial nos termos da Lei 11.101/05, o qual foi deferido pelo Juiz da 6ª Vara Civil de Belém – PA no dia seguinte, em 29 de fevereiro de 2012. A recuperação judicial traz uma série de incertezas neste momento inicial, que irão diminuindo à medida que as formalidades, bem como negociações com os credores, forem avançando, o que deverá ocorrer em um prazo de 180 dias.

A Celpa é uma concessionária de distribuição de energia elétrica, controlada pela QMRA, detentora de 51,26% das ações totais da empresa, tendo a Eletrobras uma participação acionária não controladora de 34,24%.

O pedido de recuperação judicial ajuizado pela Celpa traz incertezas quanto aos resultados futuros da Companhia e sua capacidade de liquidar obrigações. Por estas razões a companhia reconheceu em 31 de dezembro de 2011 provisões para créditos de liquidação duvidosa sobre os financiamentos e empréstimos concedidos tomando por base uma taxa de desconto compatível com a situação da investida e seu risco associado. Da mesma forma a companhia reconheceu como provisão para perda em investimentos a totalidade do ativo correspondente, conforme demonstrado abaixo:

|  | CONTROLADORA |            |
|--|--------------|------------|
|  | 31/12/2011   | 31/12/2010 |
| Empréstimos e Financiamentos             | 419.908      | 328.351    |
| (-) PCLD                                 | (120.199)    | -          |
|  | 299.709      | 328.351    |
| Dividendos a receber                     | 27.513       | 27.513     |
| Investimentos                            | 171.370      | 305.304    |
|  | 198.883      | 332.817    |
| (-) Provisão para perda em investimentos | (198.883)    | -          |
|  | 299.709      | 661.168    |

**José da Costa Carvalho Neto**  
*Presidente*

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

**Valter Luiz Cardeal de Souza**  
*Diretor de Engenharia*

**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**