



**Eletrobras e Cepel**

**Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

**Rio de Janeiro  
Maio 2014**

**Eletrobras e Cepel**

## **Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

Relatório de Gestão do exercício de 2013 apresentado aos órgãos de controle interno e externo como prestação de contas anual a que esta Unidade está obrigada nos termos do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 132/2013 e da Portaria TCU nº 175/2013.

## SUMÁRIO

### PARTE A – INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO

1. IDENTIFICAÇÃO E ATRIBUTOS DAS UNIDADES CUJAS GESTÕES COMPÕEM O RELATÓRIO	
1.1. Identificação .....	6
1.2. Finalidade e Competências Institucionais .....	8
1.3. Organograma Funcional .....	12
1.4. Macroprocessos Finalísticos .....	41
1.5. Macroprocessos de Apoio .....	42
1.6. Principais Parceiros .....	43
2. PLANEJAMENTO E RESULTADOS ALCANÇADOS	
2.1. Planejamento da Unidade .....	46
2.2. Programação Orçamentária e Financeira .....	93
2.3. Outros Resultados .....	115
3. ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA E DE AUTOCONTROLE DA GESTÃO	
3.1. Estrutura de Governança .....	123
3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos .....	125
3.3. Remuneração Paga a Administradores .....	129
3.4. Sistema de Correição .....	135
3.5. Cumprimento pela Instância de Correição da Portaria nº 1.043/2007 da CGU .....	136
3.6. Indicadores de Avaliação .....	136
4. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA	
4.1. Execução das Despesas .....	143
4.2. Reconhecimento de Passivos por Insuficiência de Créditos .....	146
4.3. Movimentação e Saldos de Restos a Pagar .....	146

4.4. Informações sobre as transferências mediante convênio, contrato de repasse, termo de parceria, termo de cooperação, termo de compromisso ou outros acordos, ajustes ou instrumentos congêneres .....	147
4.5. Suprimento de Fundos .....	191
4.6. Renúncia de Receitas .....	191
4.7. Gestão de Precatórios .....	192
<b>5. GESTÃO DE PESSOAS, TERCEIRIZAÇÃO DE MÃO DE OBRA E CUSTOS RELACIONADOS</b>	
5.1. Composição do Quadro de Servidores Ativos .....	193
5.2. Terceirização de Mão de Obra Empregada e Contratação de Estagiários .....	215
<b>6. GESTÃO DO PATRIMÔNIO MOBILIÁRIO E IMOBILIÁRIO</b>	
6.1. Informações sobre a Gestão da Frota de Veículos Próprios e Locados a Terceiros .....	225
6.2. Informações sobre a Gestão do Patrimônio Imobiliário Próprio, da União, que Esteja sob a Responsabilidade da Unidade .....	234
6.3. Informações sobre a Gestão do Patrimônio Imobiliário Próprio, da União, que Esteja Locado a Terceiros .....	237
<b>7. GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E GESTÃO DO CONHECIMENTO</b>	
7.1. Informações sobre a Gestão da Tecnologia da Informação (TI) da UJ .....	239
<b>8. GESTÃO DO USO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS E SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL</b>	
8.1. Critérios de Sustentabilidade Ambiental na Aquisição de Bens e na Contratação de Serviços ou Obras .....	243
8.2. Política de Separação de Resíduos Recicláveis Descartados .....	246
8.3. Medidas para Redução de Consumo Próprio de Papel, Energia Elétrica e Água .....	246
<b>9. CONFORMIDADES E TRATAMENTO DE DISPOSIÇÕES LEGAIS E NORMATIVAS</b>	
9.1. Deliberações Exaradas em Acórdãos do TCU .....	248
9.2. Recomendações Feitas pelo Órgão de Controle Interno .....	263
9.3. Informações sobre Atuação da Auditoria Interna e sobre o Tratamento de Recomendações por ela Expedidas .....	295
9.4. Declaração de Bens e Rendas Estabelecida na Lei nº 8.730 .....	326



9.5. Responsabilidade por Ocorrência de Dano ao Erário .....	328
9.6. Inserção de Informações Referentes a Contratos e Convênios – SIASG e SICONV .....	329
<b>10. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE</b>	
10.1. Relacionamento com a Sociedade .....	332
10.2. Mecanismos para Medir a Satisfação dos Cidadãos-Usuários ou Clientes .....	333
10.3. Resultados de Pesquisas de Opinião .....	333
<b>11. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS</b>	
11.1. Informações sobre a Adoção de Critérios e Procedimentos Estabelecidos pelas Normas Brasileiras de Contabilidade Aplicadas ao Setor Público NBC T 16.9 e NBC T 16.10 .....	334
11.2. Declaração do Contador que Executou Contabilidade no SIAFI .....	334
11.3. Demonstrações Contábeis previstas pela Lei nº 4.320/64 .....	334
11.4. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas Exigidas pela Lei nº 6.404/76 .....	334
11.5. Informações sobre a composição acionária do capital social, indicando os principais acionistas e respectivos percentuais de participação, assim como a posição da entidade como detentora de investimento permanente em outras sociedades .....	556
11.6. Relatório do auditor independente sobre demonstrações contábeis .....	561
<b>12. OUTRAS INFORMAÇÕES SOBRE A GESTÃO</b>	
12.1. Outras informações consideradas relevantes pela unidade para demonstrar a conformidade e o desempenho da gestão no exercício .....	568
<b>PARTE B – CONTEÚDO ESPECÍFICO POR UNIDADE JURISDICIONADA OU GRUPO DE UNIDADES AFINS</b>	
B.3. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda, detalhado por publicidade institucional, legal, mercadológica, de utilidade pública e patrocínios, relacionando dotações orçamentárias dos Programas de Trabalho utilizados, valores e vigências dos contratos firmados com agências prestadoras de serviços de publicidade e propaganda, e os valores e respectivos beneficiários de patrocínios culturais e esportivos .....	569
B.28. Avaliação sobre andamento dos projetos e programas financiados com recursos externos .....	582
B.33. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar patrocinadas, em especial quanto à correta aplicação dos recursos repassados e à conformidade com a legislação pertinente e com os objetivos a que se destinarem .....	584

## PARTE A – INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO

### 1. IDENTIFICAÇÃO E ATRIBUTOS DAS UNIDADES CUJAS GESTÕES COMPÕEM O RELATÓRIO

#### 1.1. Identificação

##### Quadro A.1.1.4 - Identificação – Relatório de Gestão Consolidado e Agregado

Poder e Órgão de Vinculação				
<b>Poder:</b> Executivo				
<b>Órgão de Vinculação ou Supervisão:</b> Ministério de Minas e Energia - MME				<b>Código SIORG:</b> 2852
Identificação da Unidade Jurisdicionada Consolidadora e Agregadora				
<b>Denominação Completa:</b> Centrais Elétricas Brasileiras S/A				
<b>Denominação Abreviada:</b> Eletrobras				
<b>Código SIORG:</b> 226	<b>Código na LOA:</b> Não se aplica			<b>Código SIAFI:</b> 910808
<b>Natureza Jurídica:</b> Sociedade de Economia Mista				<b>CNPJ:</b> 00.001.180/0002-07
<b>Principal Atividade:</b> Energia Elétrica				<b>Código CNAE:</b>
<b>Telefones/Fax de Contato:</b> (21) 2514-4933		(21) 2514-6301		(21) 2514-6001
<b>Endereço Eletrônico:</b> pr@eletrobras.com				
<b>Página na Internet:</b> <a href="http://www.eletrobras.com">http://www.eletrobras.com</a>				
<b>Endereço Postal:</b> Sede: SCN, Quadra 4, Bloco B, sala 203 – Ed.Centro Empresarial Varig, CEP 70.714-900 – Brasília/DF Escritório Central: Avenida Presidente Vargas nº 409, 13º, CEP 20.071-003 – Rio de Janeiro/RJ				
Identificação das Unidades Jurisdicionadas Consolidadas				
Nome	Código SIAFI	CNPJ	Situação	Código SIORG
Centro Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel		42.288.886/0001-60	Ativa	60381
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC			Ativa	
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Consolidadora e Consolidadas				
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas				
Resolução de Diretoria 950/73, de 27/11/73 da Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS. Lei nº 5.899/1973; Lei nº 12.111/2009; Lei nº 12.783/2013.				
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas				
Resolução de Diretoria 095-A/12, de 19/10/12 – Estrutura Organizacional. Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 22 de fevereiro de 2011.				
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas				
DO-RJ de 21/01/1974 Publicação da fundação do Cepel. DO-RJ de 24/05/12 Publicação do último Estatuto do Cepel				
Identificação das Unidades Jurisdicionadas Agregadas				
<b>Número de Ordem:</b> 1				
<b>Denominação Completa:</b> Reserva Global de Reversão				
<b>Denominação Abreviada:</b> RGR				
<b>Código SIORG:</b> sem relação		<b>Código na LOA:</b> sem relação		<b>Código SIAFI:</b> sem relação
<b>Situação:</b> ativa				
<b>Natureza Jurídica:</b> Fundos				<b>CNPJ:</b>
<b>Principal Atividade:</b> sem relação				<b>Código CNAE:</b>
<b>Telefones/Fax de Contato:</b>				
<b>E-mail:</b>				
<b>Página na Internet:</b> <a href="http://www.eletrobras.com">http://www.eletrobras.com</a>				
<b>Endereço Postal:</b>				
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Consolidadora, Agregadas e Consolidadas				
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas				
Decreto nº 41.019/57; Lei nº 5.655/71; Lei nº 8.631/93; Decreto nº 774/93.				
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas				
Resolução ANEEL nº 023, de 05 de fevereiro de 1999; Resolução Normativa ANEEL nº 074 de 15 de julho de 2004.				
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas				
-				

<b>Número de Ordem: 2</b>		
<b>Denominação Completa:</b> Conta de Desenvolvimento Energético		
<b>Denominação Abreviada:</b> CDE		
<b>Código SIORG:</b> sem relação	<b>Código na LOA:</b> sem relação	<b>Código SIAFI:</b> sem relação
<b>Situação:</b> ativa		
<b>Natureza Jurídica:</b> Fundos		<b>CNPJ:</b>
<b>Principal Atividade:</b> sem relação		<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b>		
<b>E-mail:</b>		
<b>Página na Internet:</b> <a href="http://www.eletronbras.com">http://www.eletronbras.com</a>		
<b>Endereço Postal:</b>		
<b>Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Consolidadora, Agregadas e Consolidadas</b>		
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas		
Lei nº 10.438/2002; Decreto nº 4.541/2002.		
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas		
Resolução Normativa ANEEL nº 074 de 15 de julho de 2004; Resolução Normativa ANEEL nº 500 de 17 de julho de 2012.		
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas		
-		
<b>Número de Ordem: 3</b>		
<b>Denominação Completa:</b> Fundo Federal de Eletrificação		
<b>Denominação Abreviada:</b> FFE		
<b>Código SIORG:</b> sem relação	<b>Código na LOA:</b> sem relação	<b>Código SIAFI:</b> sem relação
<b>Situação:</b> extinto		
<b>Natureza Jurídica:</b> Fundos		<b>CNPJ:</b>
<b>Principal Atividade:</b> sem relação		<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b>		
<b>E-mail:</b>		
<b>Página na Internet:</b> <a href="http://www.eletronbras.com">http://www.eletronbras.com</a>		
<b>Endereço Postal:</b> Logradouro, CEP, Cidade e Unidade da Federação		
<b>Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Consolidadora, Agregadas e Consolidadas</b>		
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas		
Lei nº 2308/54; Lei nº 3.890-A/61.		
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas		
-		
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas		
-		
<b>Número de Ordem: 4</b>		
<b>Denominação Completa:</b> Fundo de Utilização de Bem Público		
<b>Denominação Abreviada:</b> UBP		
<b>Código SIORG:</b> sem relação	<b>Código na LOA:</b> sem relação	<b>Código SIAFI:</b> sem relação
<b>Situação:</b> em extinção		
<b>Natureza Jurídica:</b> Fundos		<b>CNPJ:</b>
<b>Principal Atividade:</b> sem relação		<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b>		
<b>E-mail:</b>		
<b>Página na Internet:</b> <a href="http://www.eletronbras.com">http://www.eletronbras.com</a>		
<b>Endereço Postal:</b> Logradouro, CEP, Cidade e Unidade da Federação		
<b>Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Consolidadora, Agregadas e Consolidadas</b>		
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas		
Lei nº 9.074/95; Lei nº 10.438/2002.		
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas		
Resolução ANEEL nº 459, de 05.09.2003; Resolução ANEEL nº 046, de 10.03.2004.		
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas		
-		

## 1.2. Finalidade e Competências Institucionais

### ELETROBRAS

O ano de 2013 abriu espaço para o começo de grandes mudanças na Eletrobras. Iniciamos o redesenho de nossa estratégia, adaptamos a companhia a uma nova realidade e redefinimos nossa rota. Em outras palavras, demos início à implementação do Plano Diretor de Negócios e Gestão das Empresas Eletrobras, pondo em prática o realinhamento estratégico necessário para que a Eletrobras continue participando ativamente da expansão da oferta de energia elétrica com papel essencial no mercado brasileiro. Em 2014, seguiremos nessa direção, com passos ainda mais acelerados rumo à competitividade, à integração e à eficiência.

As mudanças já estão acontecendo no dia a dia de nossas empresas. Em 2013, houve forte contingenciamento do orçamento de materiais, serviços e outras despesas, mas a meta para o futuro é mais ousada – o custeio será reduzido ainda mais e a receita operacional líquida crescerá em função da entrada de empreendimentos em construção. O Plano de Incentivo ao Desligamento dos empregados obteve sucesso ao atingir a marca de 4.400 pessoas inscritas nas empresas Eletrobras, número este que aumentará ainda mais em 2014, com a adesão dos empregados da Eletrobras Eletronuclear. A expectativa é uma economia de R\$ 1,1 bilhão ao ano, com retorno do investimento em dois anos. São colegas e amigos que ajudaram a construir a grande empresa que temos hoje e transmitiram seus conhecimentos e desafios para os que ficam.

Ainda em 2013, a companhia atuou proativamente na obtenção do valor remanescente das indenizações dos ativos de geração e transmissão de energia que tiveram a concessão prorrogada nos termos da Lei 12.783/2013, cujos valores justos estão sendo discutidos junto à Aneel.

Com relação ao resultado do exercício, embora este não tenha sido positivo, a empresa tem feito todos os esforços para reverter essa situação. Comparado ao ano de 2012, o EBITDA melhorou em 50%. Considerando que neste resultado residem vários efeitos não recorrentes, tais como a despesa do Plano de Incentivo ao Desligamento, o acréscimo em contingências jurídicas e o lançamento de *impairment*, as perspectivas de recuperação do resultado são promissoras. Além disso, tal como aconteceu esse ano, a companhia espera reverter outras provisões para contratos onerosos, realizadas em 2012, em face da renovação da concessão de vários ativos de geração e transmissão.

O Plano Diretor de Negócios e Gestão 2013-2017, iniciado em 2013, conseguiu vários resultados positivos e continuará a ser desenvolvido em 2014. Nesse plano, merece destaque especial a Reestruturação do Modelo de Negócios e Gestão, que vem sendo desenvolvido com o apoio da consultoria Roland Berger, e deverá estar concluído ainda no primeiro semestre de 2014.

Desafios que se transformam em resultados: a Eletrobras manteve o elevado patamar de investimentos, com uma realização de 83,6% do orçamento previsto de R\$ 13,4 bilhões para 2013 – um recorde para a companhia. Esse valor está compatível com a meta da empresa de investir, de 2014 até 2018, R\$ 60,8 bilhões, entre investimentos já contratados (R\$ 34,9 bilhões) e a contratar (R\$ 25,9 bilhões). Nossa participação em leilões de geração e transmissão tem merecido destaque, assim como nosso empenho para melhorar o desempenho de nossas distribuidoras.

Alguns dos nossos empreendimentos de geração em construção, que totalizam 23,2 mil MW, entraram em operação este ano, como as hidrelétricas Santo Antônio, Jirau e Simplício e as eólicas de Chuí, Livramento, Casa Nova, Pedra Branca e Sete Gameleiras.

Estamos construindo cerca de 12.000 km de linhas de transmissão pelo país, com destaque para a conclusão da primeira etapa do sistema de transmissão das usinas do Madeira. As empresas de

distribuição da Eletrobras obtiveram um acréscimo de cerca de 151 mil clientes, enquanto a inadimplência teve um decréscimo ao longo do ano, fruto do combate sistemático a perdas comerciais.

Concluímos 2013 com a sensação de estarmos transformando dificuldades em oportunidades, cientes de que os desafios são constantes, mas não inibem nossa confiança no futuro e nas ações que temos empreendido.

## CEPEL

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) foi fundado em 1974 para prover o país de uma infraestrutura tecnológica avançada de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) em equipamentos e sistemas elétricos, de forma a atender às características singulares do setor elétrico brasileiro, que tem ampla base de usinas hidrelétricas de grande porte e linhas de transmissão de dimensões continentais.

Maior instituição de pesquisas em energia elétrica na América do Sul, o CEPEL faz parte das empresas Eletrobras. Suas empresas fundadoras são a *holding* Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e as controladas Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas). Conforme estabelece a Política de Tecnologia e P&D+I das empresas Eletrobras, o CEPEL é o executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos em Tecnologia e P&D+I para as empresas Eletrobras, trabalhando, sob coordenação da *holding*, na prospecção e formulação das políticas e estratégias de P&D+I, sempre em parceria com as empresas, e provendo consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e na sua aplicação.

O CEPEL tinha, em dezembro de 2013, cerca de 500 empregados e um complexo de 32 laboratórios, instalados em sua sede, na unidade Ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro e na unidade de Adrianópolis, no município de Nova Iguaçu (RJ). Vários desses laboratórios são pioneiros no Brasil, e alguns são únicos na América do Sul. Sua infraestrutura laboratorial com padrão de excelência internacional permite a realização de projetos de pesquisa e desenvolvimento e a execução de serviços tecnológicos para os mais variados equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Os beneficiários da atuação do CEPEL, porém, transcendem as empresas Eletrobras. Entre eles estão os Ministérios de Minas e Energia (MME), do Meio Ambiente (MMA) e da Ciência e Tecnologia (MCT), e entidades setoriais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

O CEPEL tem permanente participação em grupos técnicos setoriais e dá apoio tecnológico a importantes programas e projetos governamentais, destacando-se: Programa Luz para Todos, para universalização do acesso à energia elétrica; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa); Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel); e Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente (Reluz). Também apóia a elaboração dos Planos Decenais de Expansão de Energia e do Plano Nacional de Energia.

Entre os resultados da atuação do CEPEL nas últimas três décadas, e que fazem parte de sua competência, destaca-se o conjunto de programas e modelos computacionais que, hoje, estão na base de todas as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico nacional. Construídos com o forte apoio das empresas Eletrobras, esses programas e modelos representam esforço sem paralelo nos países em desenvolvimento. Embora criados para atender às necessidades brasileiras, em alguns casos têm conquistado mercados no exterior.

O CEPEL também possui creditações do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) e participa da formulação de normas técnicas não só para o setor elétrico, como também para os setores de petróleo e aeronáutico.

Outra função do CEPEL é disseminar conhecimento pela capacitação de técnicos do setor elétrico e pela divulgação de informações técnicas por meio de cursos, promoção de eventos, publicação de artigos técnicos e edição de livros, vídeos e material didático.

Ciente da importância do conhecimento e da tecnologia para os avanços do setor, o CEPEL mantém o seu compromisso de continuar trabalhando em soluções tecnológicas que possam contribuir com as empresas Eletrobras e o sistema elétrico brasileiro na execução de políticas públicas e na superação dos grandes desafios.

O setor elétrico nacional enfrenta importantes desafios que demandam ações à altura, e mais uma vez destacam a importância do papel do CEPEL em prover infraestrutura avançada de P&D+I e soluções tecnológicas inovadoras para a indústria de energia elétrica do país. O aproveitamento de forma sustentável do potencial hidroelétrico na Amazônia, que ora se intensifica, é um dos aspectos relevantes para a garantia de desenvolvimento econômico brasileiro, com segurança energética e respeito ao meio ambiente, mantendo sua característica de matriz elétrica renovável e com um custo acessível da eletricidade. A seu lado estão sendo promovidas novas fontes de geração renováveis (biomassa, eólica e solar), com baixa emissão de carbono (nuclear), como também a indispensável expansão e o aperfeiçoamento dos sistemas de transmissão e de distribuição, completando o leque de iniciativas necessárias.

Os desafios de P&D+I nos próximos anos serão imensos, mas as bases para superá-los existem, são sólidas e estão sendo reforçadas ou ampliadas no Centro. Nos últimos anos, o CEPEL, participando da evolução tecnológica e das mudanças do próprio setor elétrico, tem reforçado estrategicamente sua atuação e criado novas linhas de P&D+I, buscando também ampliar sua infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental, incluindo a formação de novas equipes de pesquisadores e parcerias.

O engajamento do Centro nas questões de economicidade, otimização energética e respeito ao meio ambiente, temas estratégicos para o adequado trato da expansão da oferta de energia no País, tem reconhecimento nacional e internacional. O CEPEL tem apoiado o Ministério de Minas e Energia (MME) na iniciativa Hidroeletricidade Sustentável junto à Reunião Ministerial sobre Energia Limpa (EUA) e à Agência Internacional de Energia (AIE). Na AIE, o Centro tem tido a oportunidade de representar o Brasil em reuniões da Plataforma Internacional de Tecnologias de Energia de Baixo Carbono e da Parceria Internacional sobre Energia e Sustentabilidade, além dos Grupos de Trabalho Solar Paces e Hidroeletricidade, no qual coordenou a Força Tarefa sobre Balanço de Carbono em Reservatórios de Hidroeletricidade. No país, com as empresas Eletrobras, o CEPEL operacionaliza várias dessas ações cujos desdobramentos terão importantes reflexos positivos para a expansão da oferta de energia hidroelétrica.

A cadeia de modelos energéticos do CEPEL, cujo modelo central é o Newave, é ferramenta essencial nas atividades setoriais estratégicas de planejamento da expansão, planejamento e

programação da operação, comercialização, definição e cálculo da garantia física e da energia assegurada de empreendimentos de geração, e elaboração de diretrizes para os leilões de energia. Esse apoio, que se estende também à Eletrobras e às suas empresas, inclui a avaliação econômico-financeira de empreendimentos de geração e transmissão, comercialização de energia, previsão de mercado, inventário hidroelétrico, matriz energética, confiabilidade de ponta de sistemas hidrotérmicos, controle de cheias, previsão de vazões, de ventos e de carga.

Por outro lado, é contínuo o avanço tecnológico promovido pelo Centro em suas cadeias de metodologias e modelos para planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, supervisão e controle dos sistemas eletroenergéticos, até mesmo em tempo real.

A cadeia de metodologias e modelos para redes elétricas do CEPEL possui papel equivalente, no setor e nas empresas Eletrobras, nas questões de planejamento da expansão da transmissão e operação do sistema elétrico. Análise de redes, fluxo de potência ótimo, transitórios eletromecânicos, análise de pequenas a perturbações, simulação probabilística e confiabilidade, análises de curto circuito e harmônicos, recomposição e estudos sistêmicos são todos temas de constante pesquisa, desenvolvimento e inovação para o CEPEL, que alçam o país ao conjunto de poucos no mundo com cadeia própria de metodologias e programas computacionais de nível internacional e de uso intensivo por todo o setor elétrico.

Em termos de segurança elétrica em tempo real, o Sage, do CEPEL, é outro exemplo de tecnologia de ponta em nível mundial para supervisão, controle e gerenciamento de energia de redes, com atributos de portabilidade, modularidade, interconectividade e atualização contínua (Evergreen), que permitiu retirar o Brasil da dependência de sistemas fechados de hardware e software e de soluções passíveis de esgotamento tecnológico. Com esses predicados, tornou-se o sistema padrão para a operação em tempo real das redes elétricas das empresas Eletrobras e da maioria das concessionárias integrantes do SIN, além de núcleo do fornecimento, em parceria com a Siemens, da nova Rede de Gerenciamento de Energia (Reger) do Sistema Interligado Nacional (SIN), desafio de P&D para esta década. Outros aspectos, também de interesse direto das empresas Eletrobras, são cuidados pelo CEPEL nessa área, como minimização de perdas, recomposição assistida e ambientes para treinamento e qualificação de operadores.

Projetos do CEPEL focados na manutenção da confiabilidade e extensão de vida útil de equipamentos e sistemas de geração e transmissão são pontos importantes para a melhoria do desempenho técnico-econômico dos ativos das empresas Eletrobras. Neste último aspecto, é destacada a contribuição do CEPEL no estabelecimento de indicadores de sustentabilidade empresarial, com base nas melhores metodologias e em critérios científicos.

Considerando a necessidade de transmissão de grandes blocos de energia, o CEPEL tem investido também, nas tecnologias de transmissão em longa distância, seja por meio de estudos teóricos ou capacitação em laboratórios, como o de Ultra Alta Tensão Externo (LabUAT). Em construção na unidade Adrianópolis, município de Nova Iguaçu, o LabUAT está incluído entre os mais importantes investimentos da história do CEPEL. Sua finalidade será apoiar o desenvolvimento, e avaliação do desempenho de soluções comerciais, de novas configurações de linhas de transmissão com classes de tensão de até 1.200 kV CA e  $\pm 800$  kV CC, com alta capacidade, para o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias. O LabUAT, pioneiro no hemisfério sul, fruto de apoio indispensável da Eletrobras, do MME, do MCTI, da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Banco Mundial, terá papel essencial na pesquisa experimental de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade para os aproveitamentos hidroelétricos da região amazônica. Ao longo do ano de 2013 foram complementados comissionamentos das várias fontes de alta tensão, incluindo o retificador e uma fase do transformador de CA. Outros investimentos recolocaram o Centro entre as instituições mais bem preparadas para estudar e avaliar desempenho

de equipamentos e participar do desenvolvimento dos novos materiais do século 21 para o setor elétrico.

O desafio da inserção das novas fontes renováveis na matriz elétrica não foi esquecido, pois foi ampliada a participação do Centro em projetos de geração eólica, solar fotovoltaica e heliotérmica. O CEPEL participa, por exemplo, como executor de um projeto para implantação de uma planta solar de 1 MW com a tecnologia de cilindros parabólicos, inicialmente sem sistema de armazenamento em local adequado para a implantação futura de novas plantas de demonstração com outras tecnologias. Este projeto, que tem o apoio do MCTI/Finep e MME, consiste na implantação embrionária de uma Plataforma de Pesquisa experimental para o desenvolvimento da energia solar no Brasil. Sob coordenação da Eletrobras, o Centro presta apoio técnico ao MME em eficiência energética, atuando em amplo espectro, como em diagnóstico, capacitação, metodologias de ensaio, métodos de avaliação de desempenho e resultados, metodologias e sistemas computacionais para simulação.

A participação do CEPEL em congressos, bem como o número de publicações no País e no exterior, tem aumentado nos últimos anos, estimulando a troca do conhecimento e fortalecendo sua inserção junto à comunidade técnico-científica.

Em 2013, o CEPEL continuou a dar prioridade aos projetos estratégicos de interesse direto das empresas Eletrobras, chamados Projetos Institucionais (PI). Importante instrumento de manutenção e evolução do patrimônio tecnológico do Sistema, esta carteira manteve-se no mesmo patamar dos anos anteriores. Em 2013, o CEPEL mantinha 92 projetos corporativos de P&D+I em desenvolvimento para as Empresas Eletrobras, sendo: Planejamento da Expansão (5); Meio Ambiente (5); Hidrologia Estocástica, Recursos Hídricos e Ventos (4); Planejamento da Operação Energética (5); Planejamento, Operação e Análise de Redes (7); Tecnologias Scada/Ems (5); Análise de Perturbações (1); Transmissão (10); Metalurgia e Materiais (8); Monitoramento e Diagnóstico (11); Conservação e Uso Eficiente de Energia (14); Energias Renováveis e Geração Distribuída (6); Distribuição, Medição, Combate a Perdas e Qualidade de Energia (6); Técnicas Computacionais Aplicadas (4); Análise Financeira de Projetos e Tarifas (1).

Para garantir o financiamento das atividades do Centro, a Eletrobras e suas controladas (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas), disponibilizaram, através de contribuição anual, recursos de R\$ 251,9 milhões para o orçamento do exercício, com crescimento real de 29,9 % se comparado ao exercício de 2012.

Vale destacar, que em 2013 recebemos uma complementação à contribuição institucional da Eletrobras para cobrir as despesas com a implantação do PID no CEPEL, na ordem de R\$ 80,6 milhões. Assim, se desconsiderarmos a contribuição extraordinária citada, as contribuições da Eletrobras e suas controladas somariam R\$ 171,3 milhões, ou seja, uma redução de 32% se comparado ao exercício 2012 (R\$ 193,8 milhões).

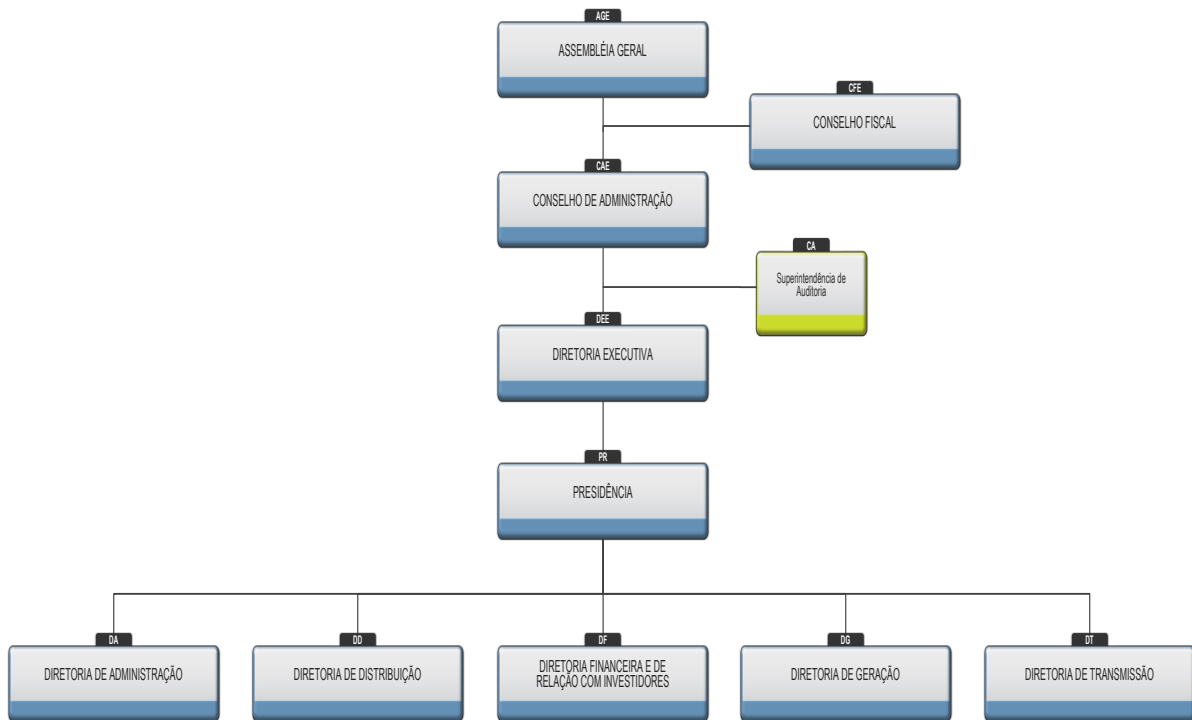
Outros recursos, advindos de projetos e serviços tecnológicos do próprio Centro e de contribuições de outros sócios, públicos e privados, participaram com mais R\$ 32,2 milhões, totalizando R\$ 284,1 milhões, aplicados diretamente no ano de 2013, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

### **1.3. Organograma Funcional**

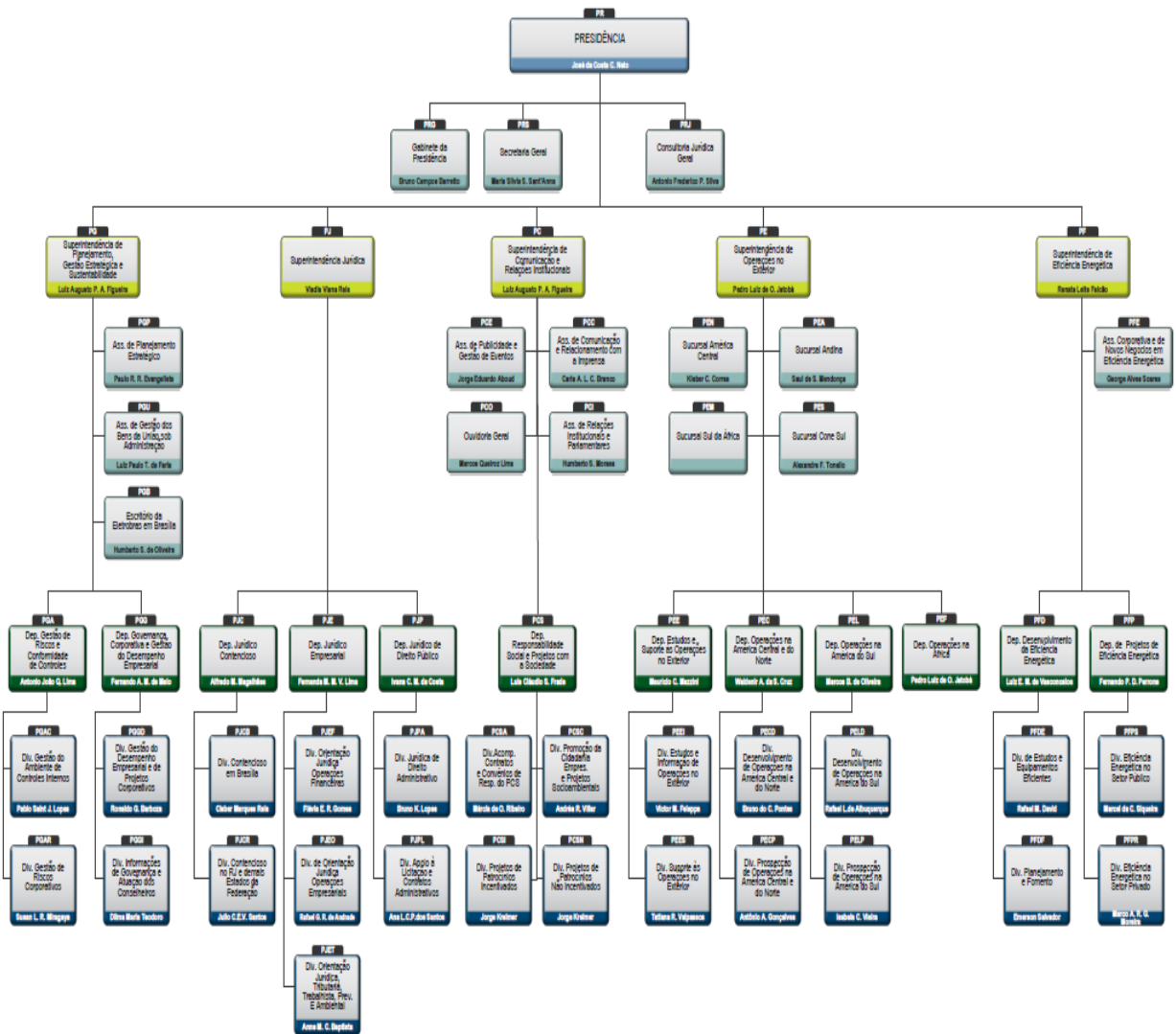
#### **ELETROBRAS**

A estrutura organizacional da Eletrobras é formada por seis diretorias: Presidência, Diretoria de Geração, Diretoria de Transmissão, Diretoria de Distribuição, Diretoria de Administração e Diretoria Financeira e de Relação com Investidores, detalhadas a seguir.





# PRESIDÊNCIA



<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
PR	Presidência	Cumprir as diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME e gerir a Eletrobras.
PRG	Gabinete da Presidência	Assistir, diretamente, o Presidente, prestando-lhe apoio nas atividades desenvolvidas na Empresa.
PRJ	Consultoria Jurídica Geral	Assessorar o Presidente e os demais Diretores em questões jurídicas específicas.
PRS	Secretaria Geral	Apoiar administrativamente os órgãos da Administração Superior da Eletrobras.
PC	Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais	Superintender as atividades de Comunicação, Eventos, Relações Parlamentares, Ouvidoria e de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade.
PCC	Assessoria de Comunicação e Relacionamento com a Imprensa	Planejar, coordenar e incentivar o relacionamento com a imprensa e a mídia em geral.
PCE	Assessoria de Publicidade e Gestão de Eventos	Planejar, coordenar e executar as atividades relacionadas a eventos, à gestão da publicidade institucional e legal e à gestão dos materiais de relacionamento institucional da Eletrobras.
PCI	Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares	Acompanhar a tramitação dos projetos de lei relativos ao setor de energia elétrica ou de interesse da Eletrobras no Congresso Nacional.
PCO	Ouvidoria Geral	Intermediar e facilitar o atendimento e a relação entre o cidadão, o empregado e a organização.
PCS	Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade	Gerir as políticas e ações de Responsabilidade Social e de Patrocínio Cultural, Institucional e Esportivo da Eletrobras.
PCSA	Divisão de Acompanhamento de Contratos e Convênios de Responsabilidade do PCS	Acompanhar a execução dos Convênios e Contratos dos Projetos Socioambientais e Patrocínios Culturais, responsabilizando-se pela fiscalização e demonstração das respectivas prestações de contas.
PCSC	Divisão de Promoção da Cidadania Empresarial e Projetos Socioambientais	Coordenar ações de promoção da responsabilidade social empresarial e realizar a gestão dos projetos socioambientais apoiados pela Eletrobras.
PCSI	Divisão de Projetos de Patrocínio Incentivados	Realizar a gestão dos patrocínios enquadrados em lei específica de incentivo.
PCSN	Divisão de Projetos de Patrocínio Não Incentivados	Realizar a gestão dos patrocínios não enquadrados em lei específica de incentivo.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
PE	Superintendência de Operações no Exterior	Superintender as atividades das empresas Eletrobras no exterior, bem como instruir os estudos de pré-viabilidade para a prospecção de novos negócios e na condução do processo de estruturação de negócios, de modo a organizar o monitoramento da construção, implementação dos empreendimentos e posterior gestão de resultados da operação dos ativos da Eletrobras no exterior.
PEF	Departamento de Operações na África	Coordenar a prospecção e o desenvolvimento de operações na área de interesse: África.
PEL	Departamento de Operações na América do Sul	Coordenar a prospecção e o desenvolvimento de operações na área de interesse: América do Sul, exceto Guianas e Suriname.
PELD	Divisão de Desenvolvimento de Operações na América do Sul	Desenvolver, implementar, operar e avaliar resultados das operações na área de interesse: América do Sul, exceto Guianas e Suriname.
PELP	Divisão de Prospecção de Operações na América do Sul	Prospectar novas oportunidades de operações a serem desenvolvidas na área de interesse: América do Sul, exceto Guianas e Suriname.
PEE	Departamento de Estudos e Suporte às Operações no Exterior	Coordenar a Gestão do Conhecimento de operações no exterior e apoiar a estruturação de empreendimentos da Eletrobras no exterior.
PEEI	Divisão de Estudos e Informação de Operações no Exterior	Desenvolver Gestão do Conhecimento de operações no exterior, elaborando a base de dados e informações, bem como executar o planejamento e o monitoramento das atividades mercadológicas da Eletrobras no exterior.
PEES	Divisão de Suporte às Operações no Exterior	Manter a Carteira de Projetos Internacionais da Eletrobras e apoiar a estruturação de empreendimentos da Eletrobras no exterior.
PEC	Departamento de Operações na América Central e do Norte	Coordenar a prospecção e o desenvolvimento de operações nas atuais áreas de interesse: América Central e do Norte, Guianas, Suriname e demais regiões de interesse futuro.
PECD	Divisão de Desenvolvimento de Operações na América Central e do Norte	Desenvolver, implementar, operar e avaliar resultados das operações nas áreas de interesse: América Central e do Norte, Guianas, Suriname e demais regiões de interesse futuro.
PECP	Divisão de Prospecção de Operações na América Central e do Norte	Prospectar novas oportunidades de operações a serem desenvolvidas nas áreas de interesse: América Central e do Norte, Guianas, Suriname e demais regiões de interesse futuro.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
PEA	Sucursal Andina	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras na Região Andina, que abrange os países Venezuela, Colômbia, Peru, Bolívia, Guiana, Suriname e Guiana Francesa, bem como apoiar empregados e representantes da Eletrobras nesta região.
PEM	Sucursal Sul da África	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras no Sul da África que abrange os países Moçambique, Angola, Namíbia, África do Sul, Botsuana, Suazilândia, Malawi, Tanzânia e Nigéria, bem como apoiar empregados e representantes da Eletrobras nessa região.
PEN	Sucursal América Central	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras na América Central, bem como apoiar empregados e representantes da Eletrobras nessa região.
PES	Sucursal Cone Sul	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras na Região Cone Sul, que abrange os países Argentina, Paraguai, Uruguai e Chile. Apoiar empregados e representantes da Eletrobras na Região Cone Sul, bem como promover o relacionamento da Eletrobras junto aos órgãos do MERCOSUL, como agências de fomento e entidades técnicas internacionais.

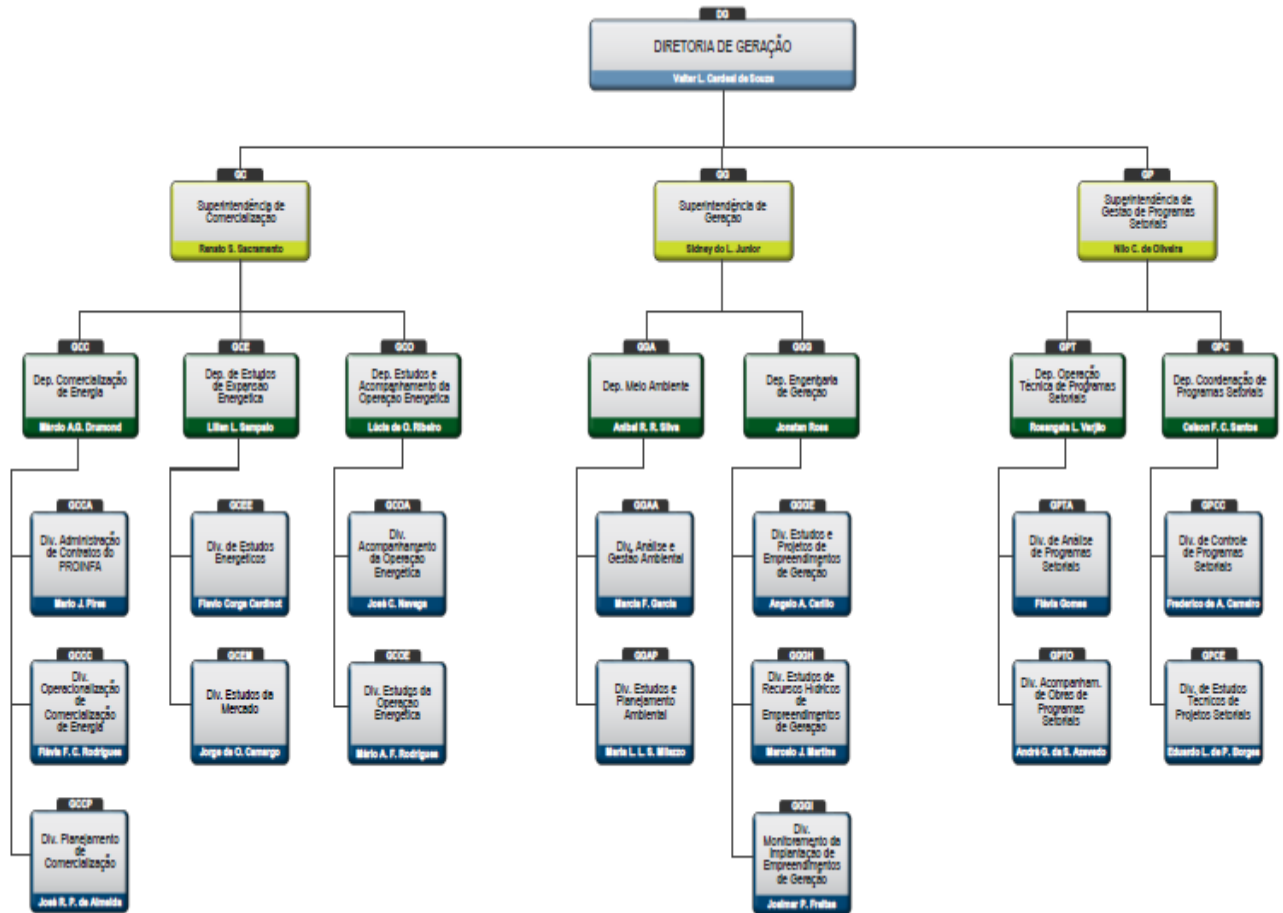
<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
PF	Superintendência de Eficiência Energética	Superintender as atividades, projetos, parcerias e relações institucionais na área de eficiência energética relacionadas aos Programas Governamentais Federais e às áreas corporativas, buscando estabelecer novas linhas de atuação, dentro e fora do país.
PFD	Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética	Gerenciar a implementação de projetos, a realização de estudos e pesquisas e o suporte técnico às ações de eficiência energética no suprimento e uso da energia elétrica, atuando nas áreas de desenvolvimento tecnológico, de educação, de informação e marketing, de avaliação de impactos e resultados, e afins.
PFDE	Divisão de Estudos e Equipamentos Eficientes	Executar ações que visem o desenvolvimento e a disseminação da eficiência energética dos equipamentos consumidores de energia elétrica.
PFDF	Divisão de Planejamento e Fomento	Implementar as ações de planejamento e projetos de fomento da eficiência energética estabelecidos pela Eletrobras.
PFE	Assessoria Corporativa e de Novos Negócios em Eficiência Energética	Prospectar e identificar oportunidades de estabelecer novos negócios para a área de eficiência energética, dentro e fora do país e desenvolver ações de eficiência energética no âmbito das empresas Eletrobras.
PFPP	Departamento de Projetos de Eficiência Energética	Gerenciar a implementação dos programas, projetos e ações de eficiência energética no âmbito do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL e de outros programas ou ações afins, de interesse do Governo Federal e das empresas Eletrobras.
PFPR	Divisão de Eficiência Energética no Setor Privado	Implementar projetos de eficiência energética nas indústrias e edificações, nas áreas comercial, residencial, de prédios públicos e de serviços.
PFPS	Divisão de Eficiência Energética no Setor Público	Implementar projetos de eficiência energética nas áreas de iluminação pública, sinalização semafórica, saneamento ambiental e de gestão do uso eficiente da energia elétrica nos entes federativos, nas áreas urbana e rural e na área de irrigação.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
PG	Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade	Superintender e coordenar as atividades da Presidência da Eletrobras no âmbito do Planejamento, Gestão de Assuntos Estratégicos e Sustentabilidade.
PGP	Assessoria de Planejamento Estratégico	Coordenar o desenvolvimento, a gestão e o acompanhamento do Planejamento Estratégico Empresarial da Eletrobras
PGA	Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles	Administrar a consolidação de informações para a Alta Administração sobre sua exposição a riscos, bem como garantir o ambiente de controles internos em conformidade aos aspectos regulatórios externos da Eletrobras, e das empresas do Sistema Eletrobras, quando pertinente.
PGAC	Divisão de Gestão do Ambiente de Controles Internos	Efetivar ações para o estabelecimento do ambiente de controles internos da Eletrobras, e das empresas do Sistema Eletrobras, quando pertinente.
PGAR	Divisão de Gestão de Riscos Corporativos	Desenvolver ações para o gerenciamento integrado de riscos da Eletrobras, e das empresas do Sistema Eletrobras, quando pertinente.
PGB	Escritório da Eletrobras em Brasília	Representar institucionalmente e administrativamente a Eletrobras em Brasília.
PGG	Departamento de Governança Corporativa e Gestão do Desempenho Empresarial	Integrar e coordenar esforços para adoção das melhores práticas de gestão do desempenho empresarial, de gestão de projetos e de governança corporativa no âmbito das empresas Eletrobras.
PGGD	Divisão de Gestão do Desempenho Empresarial e de Projetos Corporativos	Coordenar com as Empresas Eletrobras o estabelecimento de metas para indicadores de desempenho empresarial relacionados às operações e projetos de investimento, bem como o monitoramento e análise desses comparativamente com empresas escolhidas como de excelência e compilação dessas informações para a Administração da Eletrobras.
PGGI	Divisão de Informações de Governança e Atuação dos Conselheiros	Controlar os padrões de informação e compromissos regulamentares da Eletrobras, observando as boas práticas de Governança Corporativa.
PGU	Assessoria de Gestão dos Bens da União sob Administração	Gerenciar as atividades relativas aos Bens sob Administração - BUSA da ELETROBRAS.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
PJ	Superintendência Jurídica	Superintender as atividades de representação jurídica e administrativa, bem como de assessoramento jurídico da Eletrobras.
PJC	Departamento Jurídico de Contencioso	Coordenar as atividades de representação jurídica e administrativa da Eletrobras.
PJCB	Divisão de Contencioso em Brasília	Representar a Eletrobras em esfera judicial e administrativa nos processos em curso no Distrito Federal.
PJCR	Divisão de Contencioso no Rio de Janeiro e nos demais Estados da Federação	Representar a Eletrobras em esfera judicial e administrativa nos processos em curso no Rio de Janeiro e nos demais Estados da Federação, à exceção do Distrito Federal.
PJE	Departamento Jurídico Empresarial	Coordenar as atividades de assessoramento jurídico de natureza empresarial.
PJEF	Divisão de Orientação Jurídica em Operações Financeiras	Assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas à orientação jurídica em operações Financeiras.
PJEO	Divisão de Orientação Jurídica em Operações Empresariais	Assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas à orientação jurídica em operações Empresariais.
PJET	Divisão de Orientação Jurídica na área Tributária, Trabalhista, Previdenciária e Ambiental	Assessorar e apoiar juridicamente a Eletrobras em questões relacionadas a aspectos Tributários, Trabalhistas, Previdenciários, Ambientais, Eleitorais e de Direito de Informática.
PJP	Departamento Jurídico de Direito Público	Coordenar as atividades de assessoramento jurídico especializado em Direito Público e Licitações.
PJPA	Divisão Jurídica de Direito Administrativo	Assessorar e apoiar juridicamente as contratações da Eletrobras decorrentes de patrocínios, convênios ou outros ajustes a estes semelhantes, bem como assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas a Direito Público Administrativo.
PJPL	Divisão de Apoio à Licitação e Contratos Administrativos	Assessorar e apoiar juridicamente as contratações e licitações da Eletrobras à luz da Legislação de Licitações e de Pregões e/ou regulamento simplificado respectivo.



# DIRETORIA DE GERAÇÃO

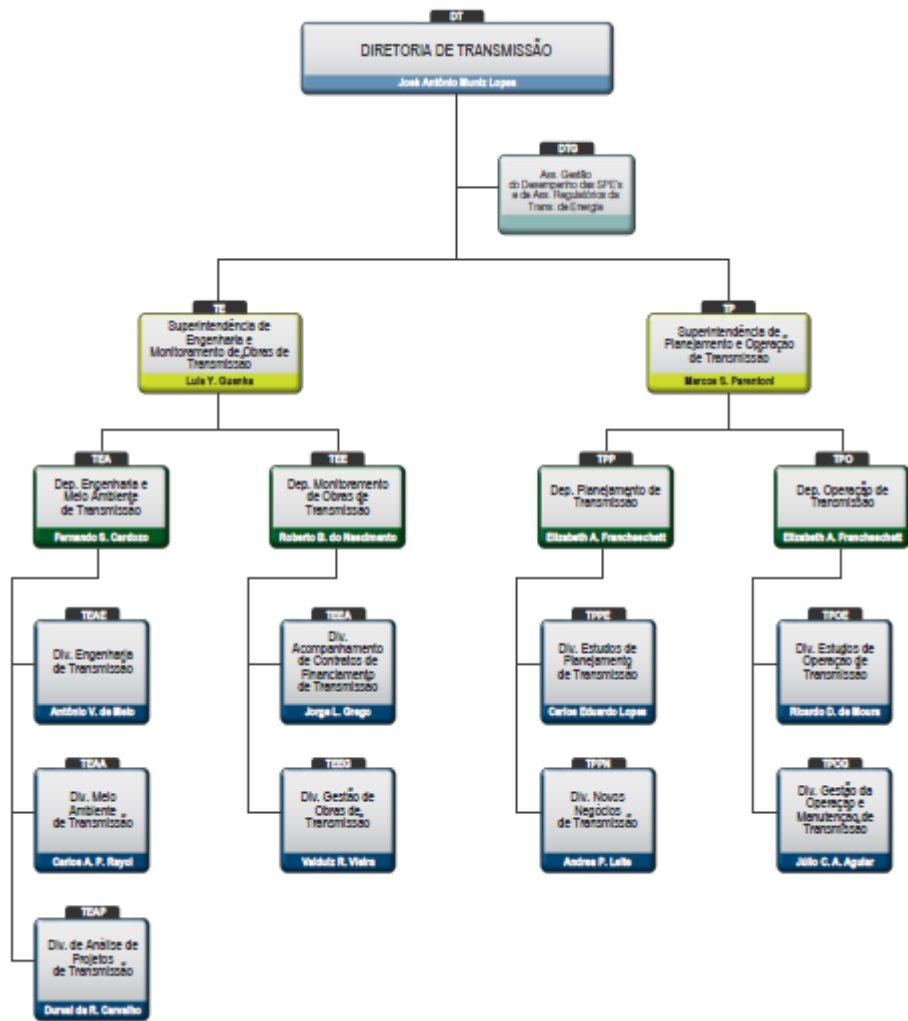


<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DG	Diretoria de Geração	Liderar a expansão dos negócios de geração, bem como avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do sistema de geração de energia elétrica das empresas Eletrobras.
GC	Superintendência de Comercialização	Superintender atividades de comercialização de energia elétrica, de estudos de expansão da oferta de energia elétrica e de planejamento e acompanhamento da operação energética.
GCC	Departamento de Comercialização de Energia	Planejar e coordenar as atividades de comercialização de energia elétrica e seus insumos, bem como de potência, no âmbito das empresas Eletrobras e, ainda, gerir modelos de comercialização e representar a parte brasileira da operação da UHE ITAIPU.
GCCA	Divisão de Administração de Contratos do PROINFA	Executar e otimizar os processos administrativos e financeiros referentes às movimentações contratuais dos empreendimentos do PROINFA.
GCCC	Divisão de Operacionalização de Comerc. de Energia	Operacionalizar as atividades pertinentes à comercialização de energia elétrica e seus insumos, bem como de potência da usina de ITAIPU, das interconexões internacionais (Rivera e Uruguaiana), do PROINFA e de outras transações que venham a ser autorizadas à Eletrobras.
GCCP	Divisão de Planejamento de Comercialização	Desenvolver estudos e modelos de comercialização de energia elétrica e seus insumos, bem como elaborar e negociar contratos de compra e venda de energia.
GCE	Departamento de Estudos de Expansão Energética	Gerenciar os estudos energéticos de expansão da oferta de energia elétrica.
GCEE	Divisão de Estudos Energéticos	Desenvolver estudos energéticos da expansão e elaborar a carteira de novos projetos de geração das empresas Eletrobras.
GCEM	Divisão de Estudos de Mercado	Elaborar estudos de mercado que subsidiem o planejamento da operação, expansão, tarifário, financeiro das empresas Eletrobras, assim como os novos negócios envolvendo crédito de carbono.
GCO	Departamento de Estudos e Acompanhamento da Operação Energética	Gerir estudos de planejamento e executar atividades de acompanhamento da operação energética.
GCOA	Divisão de Acompanhamento da Operação Energética	Acompanhar e analisar o desempenho da operação e da manutenção das usinas das empresas Eletrobras e das empresas beneficiárias de Fundos Setoriais sob gestão da Eletrobras.
GCOE	Divisão de Estudos da Operação Energética	Planejar a operação energética das usinas beneficiárias de Fundos Setoriais e analisar o planejamento da operação energética das usinas das empresas Eletrobras.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
GG	Superintendência de Geração	Superintender as atividades relativas a estudos ambientais, engenharia e gestão de obras de geração da Eletrobras.
GGA	Departamento de Meio Ambiente	Gerir as atividades e os processos afetos a objetivos corporativos e a empreendimentos de geração, relacionados aos aspectos socioambientais.
GGAA	Divisão de Análise e Gestão Ambiental	Executar as atividades de análise técnica e orçamentária dos aspectos socioambientais dos negócios da Eletrobras holding, bem como aquelas voltadas para a gestão ambiental das empresas Eletrobras.
GGAP	Divisão de Estudos e Planejamento Ambiental	Executar as atividades voltadas para a sustentabilidade ambiental das empresas Eletrobras e para operação e planejamento socioambiental dos negócios de geração.
GGG	Departamento de Engenharia de Geração	Gerenciar os estudos, projetos e monitoramento da implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica.
GGGE	Divisão de Estudos e Projetos de Empreendimentos de Geração	Desenvolver estudos técnico-econômicos que subsidiem a análise e identificação de oportunidades em negócios de geração e a implantação de empreendimentos.
GGGH	Divisão de Estudos de Recursos Hídricos de Empreendimentos de Geração	Desenvolver estudos relativos a recursos hídricos que subsidiem a análise e identificação de oportunidades em negócios de geração e a implantação de empreendimentos de geração hidrelétrica.
GGGI	Divisão de Monitoramento da Implantação de Empreendimentos de Geração	Monitorar a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica.

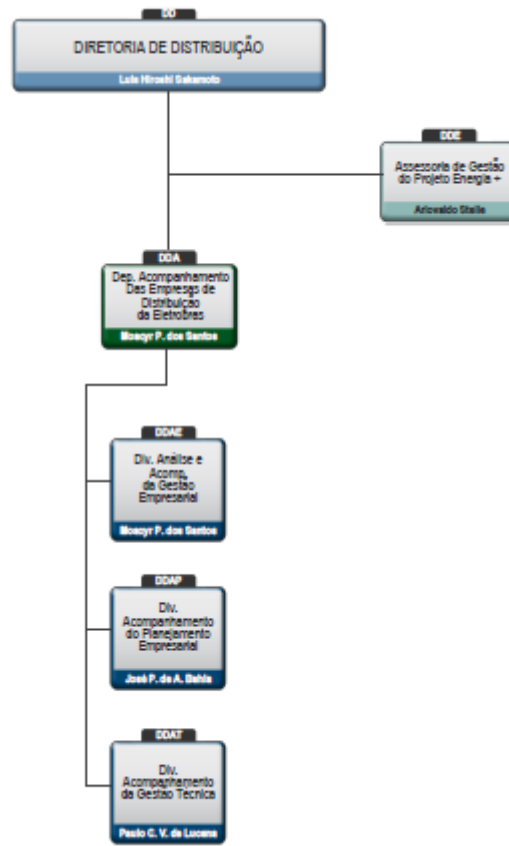
<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
GP	Superintendência de Gestão de Programas Setoriais	Coordenar os trabalhos de análise e gestão de atividades da Diretoria de Geração decorrentes de Programas Setoriais.
GPT	Departamento de Operação Técnica de Programas Setoriais	Gerenciar e planejar as análises técnico-orçamentárias e as inspeções físicas, objeto de financiamento/subvenção de obras de Programas Setoriais no segmento de distribuição e coordenar a elaboração de estudos e diagnósticos técnicos relativos ao tema.
GPTA	Divisão de Análise de Programas Setoriais	Realizar análises técnico-orçamentárias, objeto de financiamento/subvenção de obras de distribuição e elaborar estudos e diagnósticos técnicos de Programas Setoriais no segmento de distribuição.
GPTO	Divisão de Acompanhamento de Obras de Programas Setoriais	Realizar inspeções físicas, objeto de financiamento/subvenção em obras de Programas Setoriais no segmento de distribuição.
GPC	Departamento de Coordenação de Programas Setoriais	Gerenciar os programas de obras de eletrificação, objeto de financiamento/subvenção de obras de Programas Setoriais no segmento de distribuição e proporcionar suporte técnico às ações de desenvolvimento sustentável no âmbito do programa de universalização.
GPCC	Divisão de Controle de Programas Setoriais	Realizar a gestão e o controle dos programas de obras de eletrificação rural executados no âmbito da universalização de energia elétrica e demais programas, objeto de financiamento/subvenção de Programas Setoriais no segmento de distribuição.
GPCE	Divisão de Estudos Técnicos de Projetos Setoriais	Desenvolver a expansão da distribuição e da eletrificação rural por meio de estudos e projetos com a utilização de fontes renováveis de energia e Smart-grid.

# DIRETORIA DE TRANSMISSÃO



<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DT	Diretoria de Transmissão	Liderar a expansão, bem como avaliar permanentemente a continuidade e segurança do sistema de transmissão de energia elétrica das empresas Eletrobras.
DTG	Assessoria de Gestão do Desempenho das SPE's e de Assuntos Regulatórios da Transmissão de Energia	Monitorar e analisar o desempenho operacional das Sociedades de Propósitos Específicos – SPE's de transmissão das empresas Eletrobras, bem como tratar as questões regulatórias referentes à transmissão de energia.
TE	Superintendência de Engenharia e Monitoramento de Obras de Transmissão	Superintender as atividades referentes à engenharia e às obras de transmissão.
TEA	Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de Transmissão	Gerenciar as atividades relativas à análise de projetos, de engenharia e de meio ambiente referentes às obras de transmissão de interesse da Eletrobras.
TEAA	Divisão de Meio Ambiente de Transmissão	Executar as atividades relativas à gestão ambiental de obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras.
TEAE	Divisão de Engenharia de Transmissão	Promover as melhores práticas de engenharia de transmissão nas empresas Eletrobras.
TEAP	Divisão de Análise de Projetos de Transmissão	Executar a análise de projetos de obras de transmissão de interesse do setor elétrico brasileiro e a gestão do contrato de Rivera.
TEE	Departamento de Monitoramento de Obras de Transmissão	Monitorar a implantação de obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras e a execução física de obras de transmissão financiados.
TEEA	Divisão de Acompanhamento de Contratos de Financiamento de Transmissão	Realizar o acompanhamento da execução física de obras de transmissão financiadas com os recursos financeiros da Eletrobras (RGR, RO, CDE) e recursos oriundos de contratos de repasse (BIRD, BID e outros).
TEEG	Divisão de Gestão de Obras de Transmissão	Controlar a implantação das obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras.
TP	Superintendência de Planejamento e Operação de Transmissão	Superintender as atividades referentes ao planejamento e à operação da transmissão.
TPO	Departamento de Operação de Transmissão	Gerenciar os estudos de operação elétrica de interesse da Eletrobras e a operação e a manutenção das empresas Eletrobras.
TPOE	Divisão de Estudos de Operação de Transmissão	Realizar os estudos de operação elétrica de interesse da Eletrobras.
TPOG	Divisão de Gestão da Operação e Manutenção de Transmissão	Controlar a operação e manutenção da transmissão, no âmbito das empresas Eletrobras.
TPP	Departamento de Planejamento de Transmissão	Gerenciar as atividades relativas ao planejamento da expansão da transmissão e à participação da Eletrobras em novos negócios.
TPPE	Divisão de Estudos de Planejamento de Transmissão	Realizar o planejamento da expansão da transmissão das empresas Eletrobras.
TPPN	Divisão de Novos Negócios de Transmissão	Realizar estudos e análises de transmissão em novos negócios da Eletrobras.

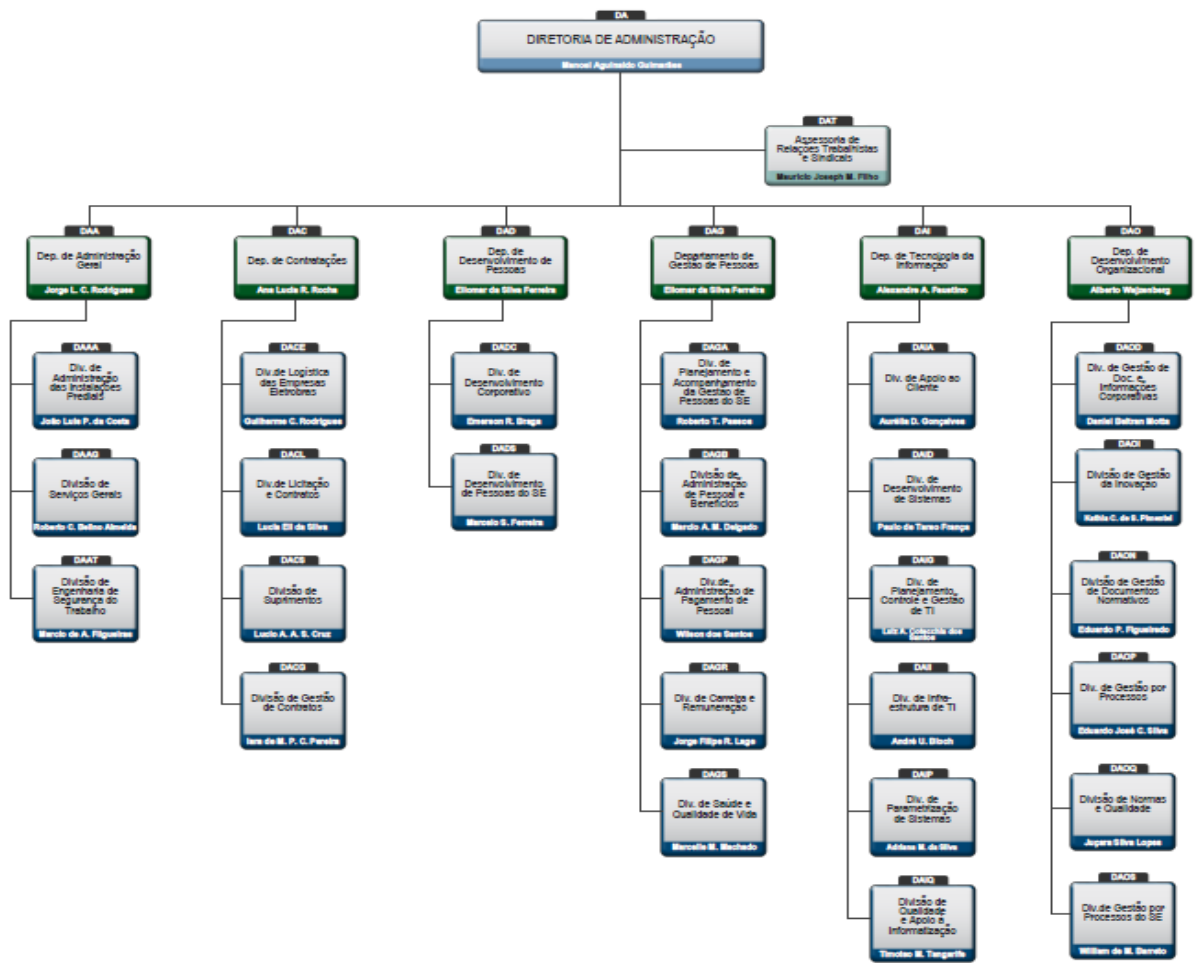
# DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO



<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DD	Diretoria de Distribuição	Tratar do planejamento, administração e controle das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDA	Departamento de Acompanhamento das Empresas de Distribuição da Eletrobras	Acompanhar o desempenho das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAE	Divisão de Análise e Acompanhamento da Gestão Empresarial	Acompanhar a Gestão Empresarial das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAP	Divisão de Acompanhamento do Planejamento Empresarial	Acompanhar a elaboração e a execução do planejamento empresarial das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAT	Divisão de Acompanhamento da Gestão Técnica	Acompanhar a gestão técnica das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDE	Assessoria de Gestão do Projeto Energia +	Gerir o Projeto de Melhoria da Performance Operacional e Financeira das Empresas de Distribuição da Eletrobras – Projeto Energia +, sendo responsável pela interface entre o BIRD, a Eletrobras e as Empresas de Distribuição da Eletrobras.



# DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO



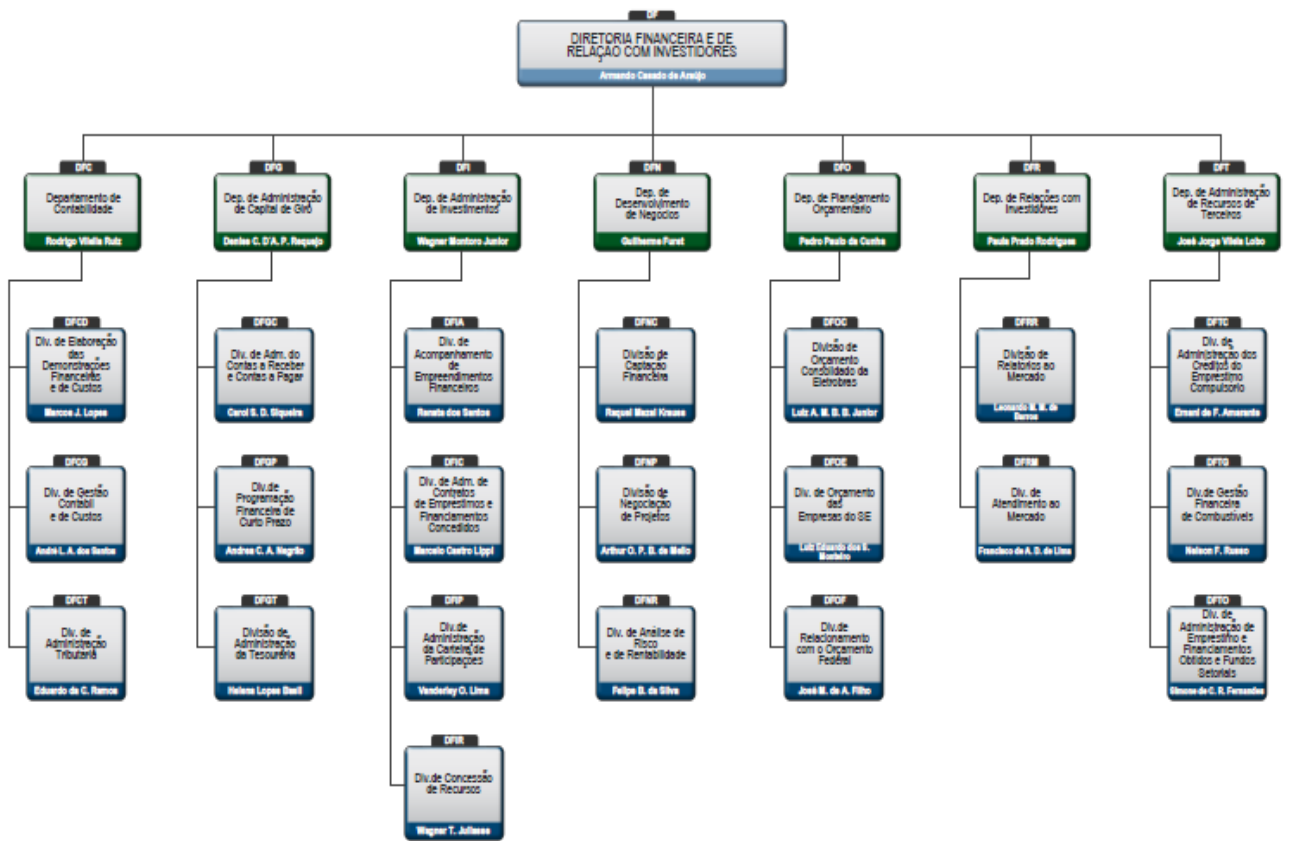
<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DA	Diretoria de Administração	Coordenar as atividades referentes a suprimentos e administração geral, desenvolvimento e gestão de pessoas, informática, organização e documentação e responsabilidade social.
DAA	Departamento de Administração Geral	Gerenciar os processos relativos à Administração Patrimonial, Manutenção Predial, Serviços Gerais e Engenharia de Segurança do Trabalho.
DAAA	Divisão de Administração das Instalações Prediais	Gerenciar as atividades de manutenção e conservação predial, de obras e serviços de arquitetura e engenharia, de prestação de serviços de comunicação, administração do ativo imobilizado, desenvolvimento de serviços gráficos e gestão dos imóveis próprios e de terceiros.
DAAG	Divisão de Serviços Gerais	Gerenciar as atividades de viagens, de transporte, de serviços de copa, cozinha e restaurante, de expedição de documentos.
DAAT	Divisão de Engenharia de Segurança do Trabalho	Gerenciar as atividades de Engenharia de Segurança e do Comitê de Ergonomia da Eletrobras.
DAC	Departamento de Contratações	Gerenciar as contratações de bens, materiais, obras e serviços, leilões de bens patrimoniais e locação de imóveis, bem como os contratos decorrentes e o suprimento de materiais de consumo, e também efetuar a análise fiscal e tributária dos documentos de cobrança.
DACE	Divisão de Logística das Empresas Eletrobras	Gerenciar a área de Logística e Suprimento através de diretrizes, responsabilidades e procedimentos padrões de maneira a se promover uma atuação uniforme na função Suprimento nas Empresas do Sistema Eletrobras.
DACG	Divisão de Gestão de Contratos	Realizar o processo administrativo da gestão dos contratos de bens, materiais, obras, serviços e locação de imóveis da Eletrobras, exceto os contratos internacionais, financeiros e os adquiridos por dispensa de valor, atuando de comum acordo com os fiscais de contrato e as demais áreas envolvidas.
DACL	Divisão de Licitações e Contratações	Realizar todo o processo administrativo de contratação de bens, materiais, obras e serviços nas modalidades previstas em lei, exceto dispensa de licitação por valor, além do cadastro de fornecedores e realizar processos de leilão de bens patrimoniais.
DACS	Divisão de Suprimentos	Efetuar os processos de contratação por dispensa de valor (compras diretas), de administração do estoque e de recebimento físico-fiscal.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DAD	Departamento de Desenvolvimento de Pessoas	Propor políticas e diretrizes e planejar, coordenar, executar e acompanhar ações de desenvolvimento de pessoas do Sistema Eletrobras alinhadas às estratégias organizacionais.
DADS	Divisão de Desenvolvimento de Pessoas do Sistema Eletrobras	Coordenar projetos e planejar, executar e acompanhar as ações de desenvolvimento de pessoas do Sistema Eletrobras.
DADC	Divisão de Desenvolvimento Corporativo	Planejar e executar as ações de desenvolvimento de pessoas da Eletrobras.
DAG	Departamento de Gestão de Pessoas	Propor políticas e diretrizes de gestão de pessoas para a Eletrobras e para o Sistema Eletrobras, alinhadas às estratégias empresariais, bem como planejar, coordenar, executar e acompanhar as ações decorrentes.
DAGA	Divisão de Planejamento e Acompanhamento de Gestão de Pessoas do Sistema Eletrobras	Gerenciar as ações de Planejamento e Acompanhamento de Gestão de Pessoas do Sistema Eletrobras.
DAGB	Divisão de Administração de Pessoal e Benefícios	Gerenciar os processos de administração de pessoal e a concessão de benefícios assistenciais.
DAGP	Divisão de Administração de Pagamento de Pessoal	Gerenciar os processos relacionados ao pagamento de pessoal, inclusive recolhimento de encargos sociais, rescisão de contrato de trabalho.
DAGR	Divisão de Carreira e Remuneração	Gerir a remuneração, as competências e as carreiras dos colaboradores e planejar as ações de recursos humanos.
DAGS	Divisão de Saúde e Qualidade de Vida	Gerenciar as ações de saúde, qualidade de vida e bem-estar social para os colaboradores.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DAI	Departamento de Tecnologia da Informação	Planejar e administrar o uso de Tecnologia da Informação e de Telecomunicação de Dados e VoIP na Eletrobras, promovendo a compatibilização desta com o Planejamento Estratégico Corporativo.
DAIA	Divisão de Apoio ao Cliente	Coordenar ações que visem o atendimento eficaz e eficiente das demandas dos clientes do Departamento, administrar o ambiente de trabalho colaborativo por meio eletrônico, a recuperação de dados para o usuário final e a manutenção e suporte na utilização de equipamentos de Tecnologia da Informação.
DAID	Divisão de Desenvolvimento de Sistemas	Administrar o processo de desenvolvimento, manutenção, implantação e utilização de Sistemas de Informação em Computador para suporte às atividades empresariais.
DAIG	Divisão de Planejamento, Controle e Gestão de TI	Planejar, controlar processos de trabalho e apoiar a gestão da Tecnologia da Informação e da Telecomunicação de Dados e VoIP da Eletrobras, bem como coordenar as ações coletivas de Tecnologia da Informação e Telecomunicação de Dados e VoIP das empresas do Sistema Eletrobras.
DAII	Divisão de Infraestrutura de TI	Administrar o “Data Center”, o computador central, os bancos de dados centrais, o hardware e software de microinformática, a Rede Corporativa de Microcomputadores e a Rede de Telecomunicação de Dados e VoIP, bem como prestar suporte técnico à utilização destes recursos.
DAIP	Divisão de Parametrização de Sistemas	Administrar os ambientes funcionais das ferramentas de software de uso corporativo e prover suporte técnico e metodológico para a contratação de novas ferramentas dessa natureza.
DAIQ	Divisão de Qualidade e Apoio à Informatização	Prover infraestrutura que garanta a segurança lógica e física, a integridade e a confiabilidade para a tecnologia da informação da empresa.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DAO	Departamento de Desenvolvimento Organizacional	Planejar e acompanhar as ações de desenvolvimento da Gestão por Processos, Gestão dos Normativos e promover o suporte à Gestão da Informação na Eletrobras, bem como, coordená-las no âmbito das empresas da Eletrobras.
DAOD	Divisão de Gestão de Documentos e Informações Corporativas	Gerenciar o Arquivo e a Biblioteca Central da Eletrobras, favorecendo o acesso a informações e documentos, e dar suporte à Gestão do Conhecimento.
DAOI	Divisão de Gestão da Inovação	Coordenar as atividades de Gestão da Inovação na Eletrobras.
DAON	Divisão de Gestão de Documentos Normativos	Gerenciar o processo de elaboração e atualização de todos os documentos normativos da Eletrobras.
DAOP	Divisão de Gestão por Processos	Administrar a Gestão por Processos na Eletrobras.
DAOQ	Divisão de Normas e Qualidade	Integrar no âmbito do Sistema Eletrobras, as atividades de normalização técnica no que se refere à participação na Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e à qualificação de fornecedores na sua vertente qualidade; e gerenciar no âmbito da Eletrobras, as atividades relacionadas à normalização técnica nacional e internacional e qualidade, incluindo sistema de gestão da qualidade visando as boas práticas de governança corporativa sustentabilidade empresarial.
DAOS	Divisão de Gestão por Processos do Sistema Eletrobras	Executar ações de desenvolvimento da Gestão por Processos no Sistema Eletrobras.
DAT	Assessoria de Relações Trabalhistas e Sindicais	Planejar ações referentes às relações de trabalho entre a empresa, seus empregados e os Sindicatos de Classe, bem como coordenar a negociação dos Acordos Coletivos de Trabalho do Sistema Eletrobras.

# DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

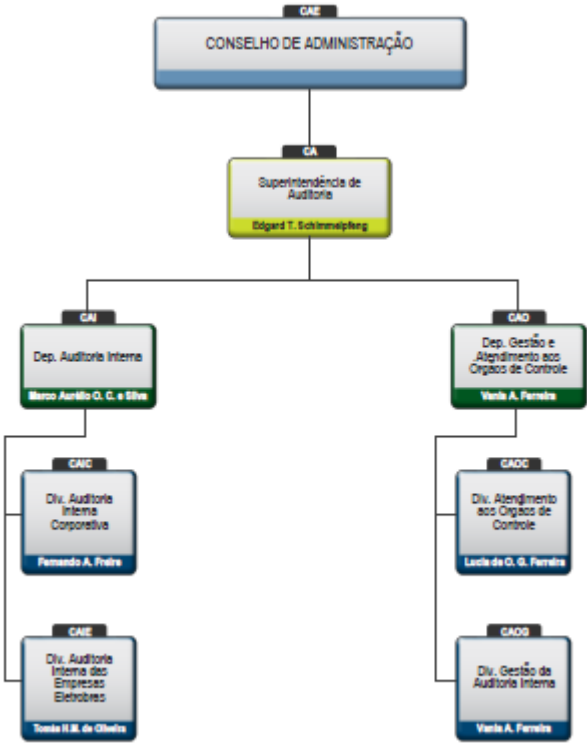


<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DF	Diretoria Financeira e de Relação com Investidores	Gerir o fluxo financeiro da Eletrobras e dos fundos setoriais.
DFC	Departamento de Contabilidade	Administrar as atividades contábeis da Eletrobras.
DFCD	Divisão de Elaboração das Demonstrações Financeiras e de Custos	Administrar e elaborar as Demonstrações e Informações Contábeis da Eletrobras e Relatórios de Custos.
DFCG	Divisão de Gestão Contábil e de Custos	Acompanhar e analisar a escrituração contábil na Eletrobras, bem como administrar a base de dados do Sistema de Custos.
DFCT	Divisão de Administração Tributária	Administrar a execução tributária na Eletrobras.
DFG	Departamento de Administração de Capital de Giro	Administrar as Contas a Pagar e a Receber da Eletrobras, estabelecendo a programação financeira para o capital de giro e executando as atividades de Tesouraria.
DFGC	Divisão de Administração do Contas a Receber e Contas a Pagar	Administrar as Contas a Pagar e a Receber da Eletrobras.
DFGP	Divisão de Programação Financeira de Curto Prazo	Elaborar a programação financeira do Capital de Giro da Eletrobras.
DFGT	Divisão de Administração da Tesouraria	Executar as atividades de Tesouraria da Eletrobras.
DFI	Departamento de Administração de Investimentos	Contratar, administrar e analisar o desempenho de todos os investimentos da Eletrobras.
DFIA	Divisão de Acompanhamento e Empreendimentos Financeiros	Administrar os Empreendimentos Financiados pela Eletrobras.
DFIC	Divisão de Administração de Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos	Administrar os Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos pela Eletrobras.
DFIP	Divisão de Administração da Carteira de Participações	Administrar as Carteiras de Participações Acionárias da Eletrobras.
DFIR	Divisão de Concessão de Recursos	Coordenar a elaboração das matérias para aprovação de empréstimos e financiamentos, aportes de capital, conforme as diretrizes da empresa, para apreciação da DEE/CAE.
DFN	Departamento de Desenvolvimento de Negócios	Analisar a participação da Eletrobras em novos negócios.
DFNC	Divisão de Captação Financeira	Analisar, negociar e contratar fontes e recursos para desenvolvimento dos negócios da Eletrobras.
DFNP	Divisão de Negociação de Projetos	Avaliar e negociar projetos com participação financeira ou garantia da Eletrobras, realizando as análises econômico-financeiras dos riscos, das garantias exigidas, bem como participar de negociações com as outras partes envolvidas.
DFNR	Divisão de Análise de Risco e de rentabilidade	Propor diretrizes de negócios para a Eletrobras e Controladas, além do plano de negócios, de acordo com o perfil de rentabilidade e risco da empresa, para aprovação da Administração.

<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
DFO	Departamento de Planejamento Orçamentário	Realizar o planejamento econômico-financeiro da Eletrobras e a consolidação do orçamento das empresas do Sistema Eletrobras.
DFOC	Divisão de Orçamento Consolidado da Eletrobras	Negociar e Administrar o orçamento da Eletrobras e consolidar o Fluxo de Caixa e o orçamento do Sistema Eletrobras, seguindo orientação do plano de negócios.
DFOE	Divisão de Orçamento de Empresas do Sistema Eletrobras	Negociar e acompanhar a execução do orçamento empresarial e plano de metas das empresas do Sistema Eletrobras, bem como interagindo com os órgãos do Governo Federal, segundo orientações do plano de negócios de holding.
DFOF	Divisão de Relacionamento com o Orçamento Federal	Administrar a execução do Programa de Dispêndios Globais - PDG do Sistema Eletrobras.
DFR	Departamento de Relações com Investidores	Administrar a relação com investidores, acionistas e agentes formadores de opinião do Mercado Financeiro e de Capitais.
DFRM	Divisão de Atendimento ao Mercado	Administrar a relação da Eletrobras com seus acionistas e com investidores nos mercados de capitais.
DFRR	Divisão de Relatórios ao Mercado	Administrar a preparação, arquivamento e divulgação dos relatórios ao mercado.
DFT	Departamento de Administração de Recursos de Terceiros	Administrar os Recursos de Terceiros sob a responsabilidade da Eletrobras, da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o Carvão Mineral Nacional.
DFTC	Divisão de Administração dos Créditos do Empréstimo Compulsório	Administrar o Empréstimo Compulsório.
DFTG	Divisão de Gestão Financeira de Combustíveis	Desenvolver o Controle Financeiro da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e da Conta a de Desenvolvimento Energético para o Carvão Mineral Nacional – CDE/CMN.
DFTO	Divisão de Administração de Empréstimos e Financiamentos Obtidos e Fundos Setoriais.	Administrar o Serviço da Dívida da Eletrobras e os recursos setoriais da União administrados pela Eletrobras.



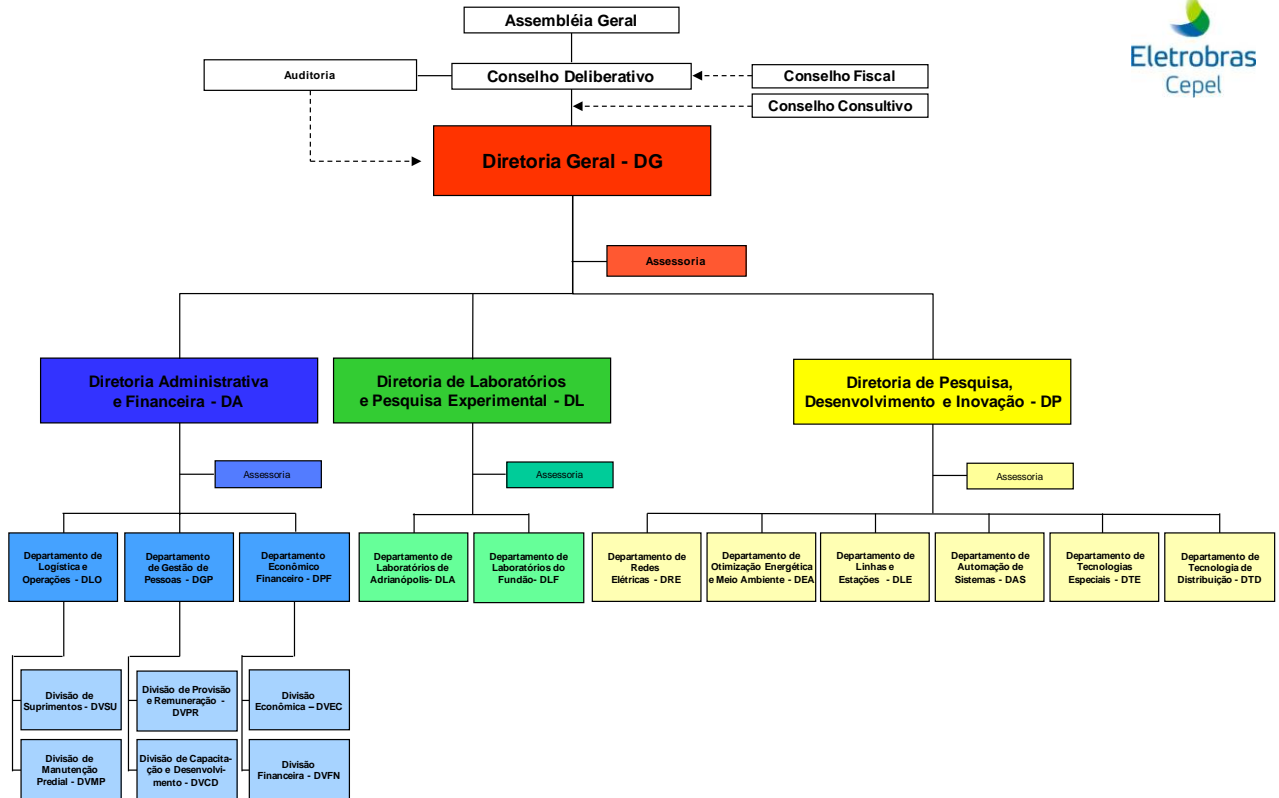
# AUDITORIA



<b>SIGLA</b>	<b>NOME</b>	<b>FINALIDADE</b>
CA	Superintendência de Auditoria	Superintender as atividades de Auditoria Interna, de modo a verificar a adequação, eficiência e eficácia dos sistemas de controles internos, a observância à legislação e aos atos normativos internos e externos, bem como o cumprimento dos planos, metas, objetivos e políticas definidos pela empresa.
CAI	Departamento de Auditoria Interna	Gerenciar os trabalhos de auditoria corporativos e nas Empresas do Sistema Eletrobras.
CAIC	Divisão de Auditoria Interna Corporativa	Realizar trabalhos de auditoria interna corporativos.
CAIE	Divisão de Auditoria Interna da Empresas Eletrobras	Realizar trabalhos de auditoria nas empresas do Sistema Eletrobras.
CAO	Departamento de Gestão e Atendimento aos Órgãos de Controle	Gerenciar as ações de planejamento e gestão da Auditoria Interna, bem como as referentes ao atendimento a órgãos de controle.
CAOC	Divisão de Atendimento aos Órgãos de Controle	Efetuar o atendimento aos Órgãos de Controle e o acompanhamento das ações empreendidas para atendimento às determinações e recomendações por eles emanadas.
CAOG	Divisão de Gestão da Auditoria Interna	Desenvolver as ações de planejamento e gestão da Auditoria Interna.

## CEPEL

A estrutura organizacional do CEPEL é formada por 4 diretorias: Diretoria Geral (DG), Diretoria Administrativa e Financeira (DA), Diretoria de Laboratórios e Pesquisa Experimental (DL) e Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (DP), detalhadas a seguir.



<b>Sigla</b>	<b>Nome</b>	<b>Principais Atividades</b>
<b>DG</b>	<b>Diretoria Geral</b>	
AUDI	Atividade de Auditoria	Prestar assessoramento à Alta Administração, avaliando a eficácia das operações do Centro e propor a adoção de medidas que propiciem melhor atuação na condução de suas atividades, além de atender aos órgãos externos de fiscalização e prestar ainda atendimento aos diversos níveis gerenciais da organização, através de análises, emissão de notas técnicas e relatórios a fim de avaliar a eficiência e eficácia dos procedimentos e controles existentes.
<b>DA</b>	<b>Diretoria Administrativa e Financeira</b>	
DGP	Departamento de Gestão de Pessoas	Coordenar a adoção e manutenção das diretrizes e das políticas de Gestão de Pessoas, voltadas para as estratégias da organização.
DLO	Departamento de Logística e Operações	Coordenar e apoiar a execução das atividades relacionadas ao provimento dos serviços corporativos. Apoiar a Cadeia de Suprimentos, particularmente, no âmbito da fiscalização da execução dos contratos de serviços. Prestar apoio administrativo às diversas áreas do CEPEL. Apoiar a articulação de suas divisões com as demais áreas do CEPEL e suas Diretorias.
DPF	Departamento Econômico Financeiro	Planejar, coordenar, supervisionar e controlar as atividades relacionadas com a administração econômico financeira do CEPEL, tendo em vista a legislação em vigor, bem como as normas e diretrizes aprovadas pela Diretoria Executiva do Centro.
DVCD	Divisão de Capacitação e Desenvolvimento	Supervisionar as atividades relacionadas ao Desenvolvimento e Treinamento, Plano de Carreira e Remuneração, Sistema de Avaliação do Desempenho, Clima Organizacional, Indicadores de Gestão de Pessoas.
DVPR	Divisão de Provisão e Remuneração	Supervisionar a execução das atividades relacionadas à Folha de Pagamento, Concessões de Benefícios, Captação e Integração, Saúde e Qualidade de Vida, Segurança, Higiene e Medicina do Trabalho.
DVMP	Divisão de Manutenção Predial	Coordenar e executar as ações de manutenção necessárias ao provimento de infraestrutura predial e de instalações adequadas à operação das atividades das diversas unidades do CEPEL. Apoiar no desenvolvimento de projetos de engenharia para a reforma e ampliação das instalações do CEPEL, consoante as demandas aprovadas pelas Diretorias.
DVSU	Divisão de Suprimentos	Operacionalizar as atividades decorrentes da Logística de Suprimentos, em atendimento às demandas por bens e serviços das diversas áreas do CEPEL, consoante a legislação aplicável.
DVEC	Divisão Econômica	Efetuar o planejamento econômico-financeiro anual do Centro e classificar e registrar a documentação através de sistema contábil, com observância do plano de contas do CEPEL, em consonância com padrões legais e itemizações próprias e o acompanhamento dos custos das áreas.
DVFN	Divisão Financeira	Acompanhar e executar os processos de pagamento, por responsabilidade de área e delegação e preparar e providenciar faturamentos e recebimentos referentes à prestação de serviços previamente contratados.
<b>DL</b>	<b>Diretoria de Laboratórios e Pesquisa Experimental</b>	
DLA	Departamento de Laboratórios de Adrianópolis	Desenvolver pesquisas experimentais, serviços tecnológicos e ensaios visando o avanço do conhecimento técnico em sua área de especialização.

DLF	Departamento de Laboratórios do Fundão	Desenvolver pesquisas experimentais, serviços tecnológicos e ensaios visando o avanço do conhecimento técnico em sua área de especialização.
<b>DP</b>	<b>Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação</b>	
DEA	Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente	Desenvolvimento de cadeia de modelos e programas computacionais destinados ao planejamento da expansão da geração, ao planejamento da operação e à programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados. Desenvolvimento de modelos para estudos de prevenção de cheias, modelos de previsão de mercado de longo prazo e modelos para subsidiar a tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia. Desenvolvimento de metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico.
DRE	Departamento de Redes Elétricas	Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para apoio à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético. Desenvolvimento de metodologias e programas para o planejamento e operação do sistema interligado brasileiro contemplando desde o estudo convencional de fluxo de potência à avaliação de segurança dinâmica do sistema.
DAS	Departamento de Automação de Sistemas	Desenvolvimento de ferramentas para aquisição de dados, operação em tempo real de sistemas elétricos e análise de perturbações, desenvolvimento de soluções tecnológicas no estado da arte, capazes de otimizar a operação de redes elétricas quanto à confiabilidade, segurança, qualidade do serviço e eficiência.
DLE	Departamento de Linhas e Estações	Desenvolvimento de modelos computacionais, técnicas de ensaio, medição e monitoramento, bem como sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados em equipamentos elétricos, instalações e linhas de transmissão. Desenvolvimento de novas técnicas de avaliação de desempenho, estado operativo e vida remanescente, e aperfeiçoamento de tecnologias tradicionais e desenvolvimento de novas técnicas voltadas para a operação e a expansão do sistema elétrico.
DTD	Departamento de Tecnologia de Distribuição	Apoio a soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica provendo suporte à Eletrobras e suas empresas de distribuição. Desenvolvimento de novos equipamentos e tecnologias aplicando o conceito de “redes elétricas inteligentes”, qualificação de equipamentos usados na distribuição de energia elétrica, ensaios em sistemas de medição nos pontos de intercâmbio entre agentes do setor elétrico.
DTE	Departamento de Tecnologias Especiais	Desenvolvimento de projetos de pesquisa, aplicação de tecnologias e serviços técnicos especializados, tecnologias de materiais (materiais dielétricos, metálicos, cerâmicas), corrosão (sistemas anticorrosão, técnicas para monitoração de corrosão), supercondutividade, células a combustível, fontes alternativas e conservação de energia. Apoio tecnológico aos programas de governo Procel e Luz para Todos.

#### 1.4. Macroprocessos Finalísticos

##### ELETOBRAS

As empresas Eletrobras iniciaram o projeto de construção da Arquitetura de Processos para obter uma referência única dos macroprocessos finalísticos, de gestão e de suporte, e o detalhamento destes em dois níveis de processos. Entretanto o projeto aguarda a conclusão de pendências escaladas para o Comitê de Apoio à Gestão – COAGE, coordenado na Holding pela

Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade – PG, e posteriormente, a aprovação pela Diretoria Executiva da Eletrobras e das demais empresas do sistema.

## CEPEL

Os macroprocessos finalísticos do CEPEL podem ser classificados nos seguintes grupos: o principal macroprocesso que é desenvolvimento de projetos de P&D+I, a prestação de serviços tecnológicos e o processo de gestão do conhecimento e capacitação técnica.

O macroprocesso “Desenvolvimento de projetos de P&D+I” é a função precípua do Centro e os projetos de P&D+I, na sua maioria, estão inseridos no âmbito da Carteira de Projetos Institucionais (detalhamento no item 2.1). Os projetos podem ser desenvolvidos apenas pelo CEPEL, ou ainda em parceria com as empresas Eletrobras, com outros institutos de pesquisa, universidades, ou mesmo indústrias. Estão inseridos neste macroprocesso, mas em menor número, os projetos desenvolvidos com recursos oriundos de projetos de P&D Aneel.

Como exemplo de condução destes macroprocessos podemos citar 92 projetos corporativos de P&D+I desenvolvidos em 2013 e que estão sintetizados na descrição da Sistemática Básica de Funcionamento da Carteira PI seguido da descrição das linhas de pesquisa que estão inseridas no item 2.1 – Informações sobre o Planejamento Estratégico.

O macroprocesso “Prestação de serviços tecnológicos” envolve a aplicação de tecnologias e conhecimento de domínio pelos especialistas do Centro e abrange a prestação de serviços técnicos especializados, a elaboração de estudos técnicos e a realização de apoio técnico. As atividades no conjunto deste macroprocesso podem ser originadas por solicitação de empresas do grupo Eletrobras, por instituições governamentais (Ministérios, por exemplo), ou ainda por uma necessidade específica de uma empresa do setor.

Ainda no corpo do item 2.1 podemos extrair exemplos da condução deste macroprocesso no tópico “Serviços Tecnológicos e consultorias” em que foram apresentadas realizações do CEPEL associadas a esta atividade.

O macroprocesso de “Gestão do conhecimento e capacitação técnica” é realizado por meio da formação e desenvolvimento acadêmico (profissionais cursando o mestrado ou doutorado), participação em treinamentos e realização de treinamentos para difusão de conhecimento, bem como na participação de eventos técnicos, publicação de artigos e na elaboração de documentos que fazem parte da memória técnica referente às ações de P&D+I e Tecnologia realizadas pelo Centro.

Neste macroprocesso podemos mencionar que o CEPEL, através de seus funcionários, apoiou a organização e participou de seminários; seus pesquisadores ministraram e participaram de treinamento, publicaram artigos e seus pesquisadores concluíram ou cursam pós-graduação, seja em nível de mestrado, doutorado ou pós-graduação. Alguns exemplos são apresentados no item 1.6 corrigido.

## **1.5. Macroprocessos de Apoio**

### ELETROBRAS

As empresas Eletrobras iniciaram o projeto de construção da Arquitetura de Processos para obter uma referência única dos macroprocessos finalísticos, de gestão e de suporte, e o detalhamento destes em dois níveis de processos. Entretanto o projeto aguarda a conclusão de pendências escaladas para o Comitê de Apoio à Gestão – COAGE, coordenado na *holding* pela Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade – PG, e a posterior aprovação pela Diretoria Executiva da Eletrobras e das demais empresas Eletrobras.

## CEPEL

O CEPEL possui fluxos de processos de apoio nas áreas de Administração Geral (Ex.: Compras, Gestão Patrimonial, Realização de viagens, etc.), Financeira (Ex.: Contas a pagar e contas a receber), de Recursos Humanos (Ex. Controle de frequência, Folha de Pagamento, Férias, etc.) e do sistema de gestão da qualidade de Laboratórios e da Atividade de Certificação (Por exemplo, atendimento à solicitação de clientes, realização de auditorias internas do SGQ, etc.). Os processos do sistema de gestão da qualidade permitem a manutenção e extensão das creditações do CEPEL, que são o reconhecimento da competência técnica por um Organismo independente, no caso, a Cgcre (Coordenação Geral de acreditação), identificadas por CRL 0024 e CRL 0232 (ensaios), CAL 0008 (calibração) e OCP 0007 (Certificação de Produtos).

### **1.6. Principais Parceiros**

## ELETROBRAS

Os principais parceiros externos da Eletrobras relacionados à atividade-fim da empresa são:

- o Ministério supervisor – Ministério de Minas e Energia (MME);
- as concessionárias do setor elétrico nacional;
- as empresas controladas e coligadas;
- as Sociedades de Propósito Específico (SPEs) em que as empresas Eletrobras possuem participação;
- os órgãos reguladores do setor e de obtenção de licenças ambientais (Aneel, CADE, Ibama) e do mercado (CVM e SEC);
- os auditores externos; e
- demais prestadores de serviços.

## CEPEL

O CEPEL mantém diversas parcerias que abrangem múltiplos contextos, compreendendo entidades ligadas direta ou indiretamente ao setor elétrico sejam elas públicas ou privadas. As parcerias envolvem universidades, fundações, institutos de pesquisa e fabricantes do setor elétrico.

As parcerias contemplam tanto o desenvolvimento de novas pesquisas como também a execução de programas de governo, neste caso pode-se citar a parceria firmada pela Eletrobras, Inmetro e CEPEL para execução dos programas do selo Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (Ence).

O Centro está sempre em parceria com as Empresas Eletrobras; assessorando também a avaliação de resultados, a gestão do conhecimento tecnológico e a aplicação de conhecimento técnico estratégico. Um exemplo de parceria com a própria Eletrobras é o projeto IGS – Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras.

As parcerias mantidas pelo centro não se limitam às instituições nacionais e se estendem em parcerias internacionais, como por exemplo, as parcerias junto à Agência Internacional de Energia, além dos Grupos de Trabalho Solar Paces e Hidroeletricidade.

As parcerias mantidas pelo Centro podem também ser identificadas nos macroprocessos. Inseridas no macroprocesso “Desenvolvimento de projetos de P&D+I” podemos citar os seguintes exemplos de relações de parceria:

- Termo de cooperação para o desenvolvimento do Projeto “Monitoramento de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas”, onde participam, a Eletrobras, Eletronorte, Furnas, Chesf, Funpar, Coppetec, Fadesp, Funpea, AIIEGA, Funcate, UFJF e o CEPEL.
- Acordo de parceria entre o MCTI, por intermédio do INPE e o CEPEL para a troca de dados e informações técnicas entre o Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, com o objetivo de elaborar a revisão do Mapa de Potencial Eólico Brasileiro e aperfeiçoar a modelagem de clima e previsão de tempo, com foco em fenômenos como chuva e vento.
- Implantação do LabUAT (Laboratório de Ultra Alta Tensão), pioneiro no hemisfério sul, que conta com a participação da Eletrobras, do MME, do MCTI, da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), do Banco Mundial, FURNAS, CHESF, Eletronorte, e que terá papel essencial na pesquisa experimental de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade para os aproveitamentos hidroelétricos da região amazônica;
- A cooperação para a execução do Projeto “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” no qual participam a CHESF, a Universidade Federal de Pernambuco, a Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da Universidade Federal de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Instituto de Apoio à Fundação Universidade de Pernambuco, Fundação para Inovação Tecnológica, Secretaria do Estado de Ciência e Tecnologia de Pernambuco – este projeto possui parceria do CEPEL com empresa do Sistema Eletrobras, com universidades, institutos e outros;

Para o caso do macroprocesso “Prestação de serviços tecnológicos”, temos como exemplos de parcerias:

- Consórcio entre CEPEL e Siemens cujo objeto é executar o fornecimento de bens e prestação de serviços para implantação da nova rede de gerenciamento de energia dos centros de operação do ONS( Projeto Reger);
- O convênio de Cooperação Técnica visando promover a qualidade e a eficiência energética de transformadores de distribuição que celebraram a Eletrobras, CEPEL e a Confederação Nacional da Indústria – CNI;

O macroprocesso de “Gestão do conhecimento e capacitação técnica” é realizado por meio da formação e desenvolvimento acadêmico (profissionais cursando o mestrado ou doutorado), participação em treinamentos e realização de treinamentos para difusão de conhecimento, bem como na participação de eventos técnicos, publicação de artigos e na elaboração de documentos que fazem parte da memória técnica referente às ações de P&D+I e Tecnologia realizadas pelo Centro.

E finalmente no macroprocesso “Gestão do conhecimento e capacitação técnica” podemos elencar as seguintes atividades:



- Pesquisadores do CEPEL estão matriculados em programas de pós-graduação desenvolvendo dissertações de mestrado e teses de doutorado sobre temas de interesse comum entre a instituição de ensino e o CEPEL. São exemplos de instituições de ensino parceiras a COPPE/UFRJ, a Universidade de Brasília, a Universidade Federal de Juiz de Fora, a Universidade de Pernambuco, o IME, entre outras;
- Os pesquisadores do CEPEL participam ativamente de congressos e seminários, regulares, mais relevantes do setor elétrica, tais como SNPTEE, SEPOPE, SENDI, SIMPASE, SBSE em âmbito nacional; o 2013 IEEE General Meeting e o 13th International Conference on Stochastic Programming, em âmbito internacional, dentre outros;
- Os pesquisadores ministram regularmente treinamento para técnicos das empresas do Sistema Eletrobras e do setor elétrico como um todo. Os treinamentos ministrados podem estar relacionados tanto às ferramentas computacionais desenvolvidas pelo Centro, como os programa Newave, Decomp, ANAREDE, ANATEM, como ser realizados sob demanda, citando-se como exemplo, o curso “Análise de Resultados de Ensaio de Emissão Acústica em Transformadores de Potência e Reatores” no período de 02 a 06 de dezembro de 2013, tendo tido como cliente a Eletronorte;
- O CEPEL também apoia a organização de seminários, no ano de 2013, por exemplo, o CEPEL sediou e organizou em parceria com o Ministério de Minas e Energia e Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) o Seminário Bilateral Brasil-Estados Unidos intitulado “Transmissão a Longa Distância e Redes Elétricas Inteligentes” nos dias 19 e 20 de setembro de 2013, além de apoiar a organização e sediar a 8ª Edição do EEMODS (Energy Efficiency in Motor Driven Systems) no período de 28 a 30 de outubro de 2013, o qual contou com a participação de cerca de 200 profissionais do setor.

## 2. PLANEJAMENTO E RESULTADOS ALCANÇADOS

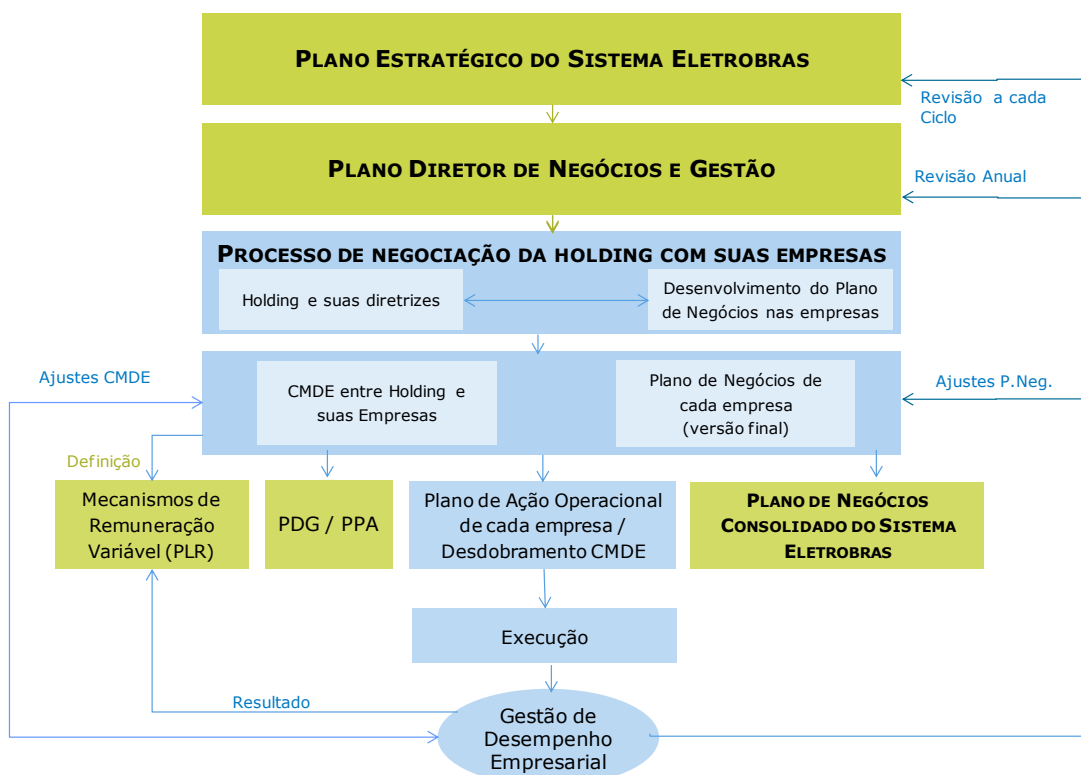
### 2.1. Planejamento da Unidade

#### ELETOBRAS

##### *2.1.1. O Processo de Planejamento e Gestão das Empresas Eletrobras*

O processo de planejamento e gestão das empresas Eletrobras pode ser descrito conforme a figura a seguir. Ela coloca o foco no desenvolvimento dos Planos de Negócios para cada uma das empresas Eletrobras, envolvendo um amplo processo de negociação com a *holding*.

#### Processo de Planejamento e Gestão do Sistema Eletrobras

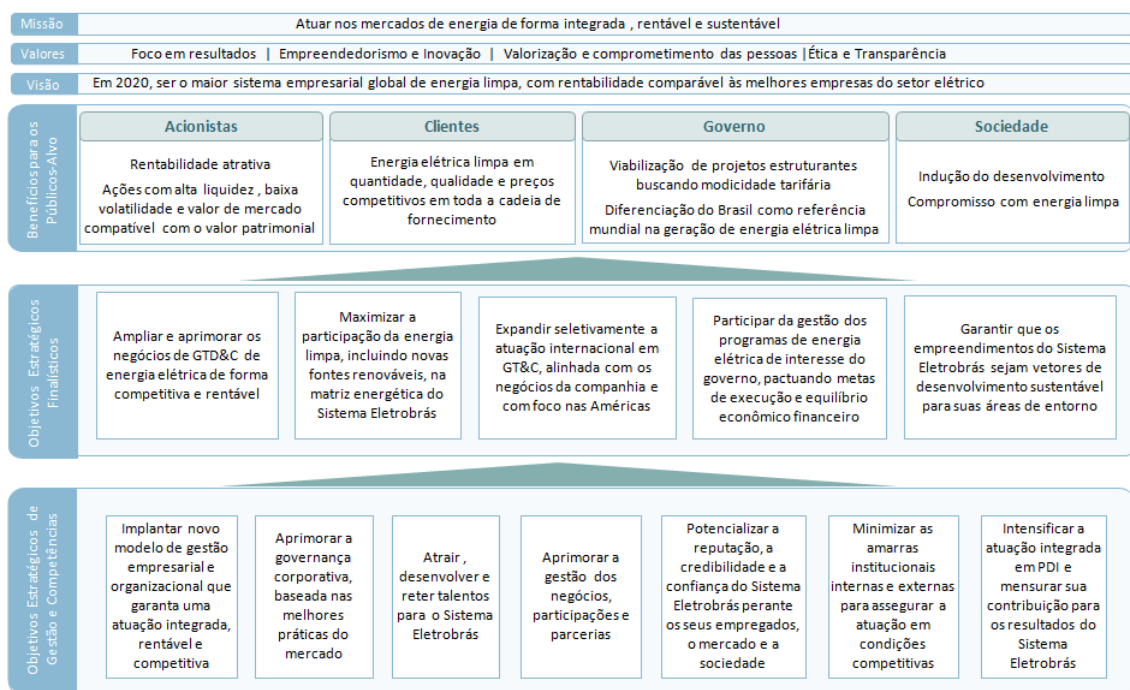


O advento da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, impactou profundamente a estratégia de atuação das empresas Eletrobras em função dos ajustes praticados pelo Governo Federal sobre a dinâmica de operação, manutenção e expansão do setor elétrico brasileiro. O processo de Planejamento e Gestão das empresas Eletrobras foi direcionado para contemplar as novas condições em que as concessões vincendas foram prorrogadas, uma vez que uma série de premissas adotadas sobre geração de caixa, financiamentos, captações e estratégias de expansão foram afetadas pelas disposições introduzidas pela citada MP.

Por meio de um posicionamento imediato para o realinhamento estratégico da Eletrobras à nova realidade, buscou-se a definição de diretrizes de curto e médio prazo que culminaram na elaboração do Plano Diretor de Negócios e Gestão do Sistema Eletrobras – PDNG – 2013-2017, que foi aprovado pelo Conselho de Administração da Eletrobras em 27 de março de 2013 e comunicado ao mercado no dia seguinte.

O Plano Estratégico do Sistema Eletrobras para o período 2010-2020 continua válido, mas está sendo revisitado, no âmbito do projeto de reestruturação do seu modelo de negócios. O posicionamento estratégico nele apresentado (vide figura a seguir) é o núcleo desse Plano. Os cinco Objetivos Estratégicos Finalísticos ali definidos estabelecem o vínculo entre os objetivos estatutários da Eletrobras, quais sejam, a atuação nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, no Brasil e no exterior, e o desenvolvimento de seus negócios. Em conjunto com os Objetivos Estratégicos de Gestão e Competências, conferem ao compromisso com a sustentabilidade a posição de eixo para a sua expansão no horizonte de planejamento. Os públicos nele destacados representam uma síntese, em quatro grandes blocos (acionistas, clientes, Governo e sociedade), de diversas partes interessadas específicas, consolidadas segundo os benefícios mais importantes que devem ser esperados da atuação das empresas Eletrobras.

## Posicionamento Estratégico



Os relacionamentos com esses públicos de interesse são consolidados e normatizados para todas as empresas Eletrobras a partir de documentos formais, alinhados com o Plano Estratégico, nas políticas (Sustentabilidade; Ambiental; Logística de Suprimento; P&D+I; Comunicação; Patrocínio); planos (Carreira e Remuneração; Desenvolvimento e Capacitação de Pessoas); códigos (Ética e Conduta Profissional); sistemas (Gestão de Desempenho) e diretrizes (Responsabilidade Social).

Os Objetivos Estratégicos Finalísticos (OEF) são os seguintes:

- **OEF1:** Ampliar e aprimorar os negócios de GTD&C de energia elétrica de forma competitiva e rentável.
- **OEF2:** Maximizar a participação da energia limpa, incluindo novas fontes renováveis, na matriz energética das empresas Eletrobras.
- **OEF3:** Expandir seletivamente a atuação internacional em GT&C, alinhada com os negócios da companhia e com foco nas Américas.

- **OEF4:** Participar da gestão dos programas de energia elétrica de interesse do governo, pactuando metas de execução e equilíbrio econômico-financeiro.
- **OEF5:** Garantir que os empreendimentos das empresas Eletrobras sejam vetores de desenvolvimento sustentável para as suas áreas de entorno.

Os Objetivos Estratégicos de Gestão e Competências (OEGC) são os seguintes:

- **OEGC1:** Implantar novo modelo de gestão empresarial e organizacional que garanta uma atuação integrada, rentável e competitiva.
- **OEGC 2:** Aprimorar a governança corporativa, baseada nas melhores práticas do mercado.
- **OEGC 3:** Atrair, desenvolver e reter talentos para as empresas Eletrobras.
- **OEGC 4:** Aprimorar a gestão dos negócios, participações e parcerias.
- **OEGC5:** Potencializar a reputação, a credibilidade e a confiança das empresas Eletrobras perante os seus empregados, o mercado e a sociedade.
- **OEGC6:** Minimizar as amarras institucionais internas e externas para assegurar a atuação em condições competitivas.
- **OEGC7:** Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados das empresas Eletrobras.

Observe-se que o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020 apresenta como um dos seus mais importantes referenciais o Plano Decenal de Energia – PDE 2011-2020, emitido pelo Ministério de Minas e Energia, bem como o Plano Plurianual do Governo Federal (PPA).

A tabela a seguir evidencia o estreito relacionamento entre objetivos do Programa 2033 (Energia Elétrica) do PPA e os Objetivos Estratégicos Finalísticos do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras:

<b>PPA 2012-2015</b> <b>Programa: 2033 – Energia Elétrica</b>	<b>Objetivos Estratégicos Finalísticos (OEF)</b>
Objetivo 0034 – Planejar o atendimento das demandas futuras de energia elétrica para orientar o desenvolvimento do setor.	OEF1
Objetivo 0019 – Aproveitar o potencial de geração de energia elétrica a partir de fonte hídrica com modicidade tarifária.	OEF1; OEF2
Objetivo 0025 - Aproveitar o potencial de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis.	OEF1; OEF2
Objetivo 0036 – Expandir o SIN, para pleno atendimento ao mercado, para a integração de novos empreendimentos de energia elétrica e para a extensão a todas as capitais brasileiras.	OEF1; OEF2
Objetivo 0037 – Implementar os reforços e as melhorias necessárias às instalações de geração e transmissão, adequando-as às necessidades de atendimento do mercado, conforme planejamento da expansão e da operação do sistema.	OEF1; OEF2
Objetivo 0437 – Promover a manutenção das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica, visando à confiabilidade e a segurança do sistema.	OEF1; OEF2
Objetivo 0436 – Ampliar, reforçar e manter os sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo a geração nos sistemas isolados.	OEF1; OEF2
Objetivo 0045 – Universalizar o acesso à energia elétrica.	OEF4; OEF5
Objetivo 0047 – Aprimorar a qualidade do fornecimento e zelar pela modicidade dos preços dos serviços de energia elétrica para a sociedade	OEF1; OEF2; OEF4;OEF5
Objetivo 0029 – Monitorar, acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, os processos de comercialização e a implementação da política tarifária em todo o território nacional.	OEF1; OEF2; OEF3; OEF5
Objetivo 0048 – Estimular medidas de eficiência energética, que contribuam para a otimização da transmissão, da distribuição e do consumo de energia elétrica.	OEF4; OEF5
Objetivo 0439 - Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.	OEF1; OEGC7

### **2.1.2. As Realizações Referentes aos Objetivos Estratégicos Finalísticos**

As realizações em 2013 referentes a esses OEF são as seguintes:

**OEF1:** Em 2013, houve um incremento da capacidade instalada de 654 MW na Geração (1,54%), um aumento de 2,1 mil km de linhas de transmissão (3,94%) e, na Distribuição, um incremento de 150.914 clientes (4,13%), em relação a 2012. Os percentuais referem-se ao aumento em relação ao total das empresas Eletrobras.

**OEF2:** Do total da capacidade instalada da companhia, 89% é proveniente de fontes de energia com baixa emissão de gases de efeito estufa, como as energias eólica, solar, hidráulica e nuclear. Em 2013, do total de energia com baixa emissão de gases de efeito estufa instalada no país, 42,7% pertence à Eletrobras. Cabe destaque que em 2013 a entrada em operação das UHE de Simplício, com 306 MW, pertencente a Furnas, e São Domingos (48 MW) e João Borges (19 MW), pertencentes à Eletrosul. A tabela abaixo mostra a capacidade instalada da Eletrobras, por fonte, em relação ao Brasil:

Eletrobras x Brasil	Hidráulica	Nuclear	Eólica + Solar	Total Limpa	Térmica	Total 2013
<b>Eletrobras*</b>	36.280	1.990	150**	38.420	4.567	42.987
% por fonte na matriz Eletrobras	84,4%	4,6%	0,3%	89,4%	10,6%	100,0%
<b>Brasil</b>	85.869	1.990	2.207	90.066	36.318	126.384
% por fonte na matriz Brasil	67,9%	1,6%	1,7%	71,3%	28,7%	100,0%
<b>% Eletrobras x Brasil</b>	42,3%	100,0%	6,7%	42,7%	12,6%	34,0%

\* Considera as participações em Sociedades de Propósito Específico e usinas compartilhadas.

\*\* No âmbito da Eletrobras, o total apresentado da capacidade instalada para Eólica+solar, em 2013, refere-se apenas à fonte eólica.

**OEF3:** A Eletrobras manteve sua estratégia de desenvolver uma atuação internacional no mercado de energia elétrica, diretamente ou em parcerias, buscando a implantação de empreendimentos de geração renovável e transmissão de energia, desde que atendam a uma criteriosa avaliação de riscos, retorno adequado de investimentos, criação de valor e benefícios trazidos pela integração energética continental.

Em 2013, destaca-se que a Eletrobras iniciou sua efetiva atuação operacional no exterior, tornando-se sócia da estatal uruguaia Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), mediante aquisição de 50% de participação acionária na SPE uruguaia Rouar S.A., responsável pela implantação do Parque Eólico Artilleros (65MW), localizado no Departamento de Colonia, Uruguai, e com entrada prevista para 2014.

Também em 2013, foram iniciadas as obras do trecho brasileiro da interligação Brasil-Uruguai, que fará a conexão entre a SE Presidente Médici, localizada no município de Candiota/RS e a SE San Carlos, próxima ao balneário de Punta del Este, no Uruguai. A conclusão das obras está prevista para 2014.

Além disso, a Eletrobras prosseguiu com os estudos nos continentes americano e africano, nomeadamente em Moçambique, Nigéria e Congo, tendo em vista o relevante potencial hidrelétrico da região e a enorme carência de energia no continente. Na América, destacam-se os estudos referentes a aproveitamentos hidrelétricos na Guiana, em associação ao Projeto Arco Norte, a UHE Tumarín, na Nicarágua, a UHE Inambari, no Peru, e o Parque Eólico Artilleros, no Uruguai.

**OEF4:** Os programas governamentais geridos pela Eletrobras, como o Luz para Todos, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e o PROCEL apresentaram números expressivos em 2013.

Por meio do PROCEL, contribuimos com a economia de energia elétrica de cerca de 9,7 mil GWh nas comunidades onde atuamos, o que equivale a 2,09% do consumo nacional, evitando a emissão de 942 mil tCO<sub>2</sub>eq.

Em 2013, foram realizadas 87.313 ligações no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica (Luz para Todos), acumulando um montante de 3.109.842 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a 98% do total de ligações previstas para o Programa, o equivalente a mais de 15 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro.

No âmbito do Proinfa, em 2013, 11 empreendimentos de fonte eólica entraram em operação pelo programa, adicionando mais 319 MW de capacidade instalada à matriz elétrica nacional. Ao fim de 2013, um total de 131 novos empreendimentos, divididos em 60 PCHs (1.159,24 MW), 52 eólicas (1.282,52 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW) foram adicionados à matriz elétrica brasileira, pelo Proinfa, totalizando 2.975,10 MW.

**OEF5:** As empresas Eletrobras mantêm canais permanentes de comunicação, diálogo e negociação com a sociedade e com as comunidades onde atuam, visando contribuir com soluções para os problemas sociais que afetam os segmentos populacionais em situação de risco social. Nesse sentido, destinam recursos para o apoio e desenvolvimento de projetos socioambientais demandados pela sociedade em diferentes linhas de atuação: educação, saúde, cultura, esporte e lazer, geração de emprego e renda, garantia dos direitos da criança e meio ambiente. As empresas Eletrobras investem em projetos socioambientais voltados sobretudo para as comunidades em que a Eletrobras atua. A seleção dos projetos respeita a missão, os valores e as estratégias corporativas das empresas Eletrobras, além de considerar as políticas públicas do governo federal e os pressupostos das Metas de Desenvolvimento do Milênio e do Pacto Global, da ONU.

Destacam-se a seguir, a título de exemplificação do alcance e da abrangência, alguns projetos e iniciativas relevantes, sem demérito dos programas levados a cabo por todas as empresas Eletrobras no entorno de cada um de seus empreendimentos.

- **UHE Belo Monte**

O Brasil possui a matriz energética mais limpa e renovável do planeta. Nossas usinas hidrelétricas são o principal motivo. Mais do que produzir energia, elas geram riquezas, desenvolvimento econômico, oportunidades de emprego e renda, além de condições para que os principais projetos de infraestrutura no país saiam do papel. É nesse contexto que a hidrelétrica de Belo Monte deve ser compreendida. Projetada com tecnologia moderna e preservacionista, do tipo “fio d’água”, e com reservatório mínimo, Belo Monte atende aos mais rígidos princípios de sustentabilidade, respeitando o meio ambiente e as comunidades do entorno.

Antes, a chamada área de influência da usina de Belo Monte, que abrange 11 municípios no estado do Pará, sofria pelo abandono e pela ausência de investimentos estruturais. Hoje a realidade é bem mais promissora. Dados oficiais do Ministério do Trabalho revelam, por exemplo, que o município de Altamira, principal da região do Xingu, onde está sendo construída a hidrelétrica, foi o que mais gerou frentes de trabalho na construção civil. Para o empreendimento, foi realizado um estudo técnico de impacto ambiental detalhado, além de cerca de 200 reuniões técnicas realizadas em 11 municípios considerando ainda 12 terras indígenas num raio de 200 km da futura usina. O projeto da usina foi readaptado inúmeras vezes, justamente para que se evitassem danos ambientais. O tamanho do reservatório é um caso típico. Ele foi reduzido para menos da metade justamente para evitar inundações na região. Além disso, buscando reduzir impactos nos ecossistemas aquáticos, a barragem foi projetada para manter o pulso hidrológico natural à jusante da barragem. As medidas reduzirão a capacidade de gerar energia da barragem (energia firme) em comparação aos projetos anteriores. No entanto, esse foi um compromisso com a sociedade, buscando reduzir ao máximo os impactos socioambientais na região do baixo rio Xingu.

Há outros aspectos relevantes a destacar, como a comunicação direta que o empreendimento estabeleceu com as populações locais. Durante o andamento das obras de Belo Monte, a Norte Energia S.A., empresa responsável pela construção, manutenção e operação da usina, colocou no ar um programa de rádio para informar e atualizar a população local sobre todas as questões envolvendo os 15 planos, 62 programas, 108 projetos e cerca de 4 mil atividades ambientais e sociais, todas visando mitigar e compensar os impactos gerados com a construção da usina.

Além disso, os responsáveis pelo empreendimento criaram diferentes fóruns públicos e grupos de trabalho para discutir e encontrar democraticamente soluções com os representantes da sociedade civil para as questões que afetam a vida da população e de seus meios de subsistência, cuja descrição é detalhada no Projeto Básico Ambiental (PBA) de Belo Monte. Como medida complementar, a empresa responsável pela construção da usina ainda disponibilizou uma linha

gratuita de telefone que funciona como canal aberto e ininterrupto de comunicação da empresa com o público em geral.

Por meio do diálogo aberto e transparente com as pessoas que têm propriedades afetadas pela obra, as negociações para remover quase 95% das famílias foram conduzidas sem a necessidade de arbitragem jurídica. É importante dizer que, em Altamira, já são mais de quatro mil famílias, que hoje vivem precariamente em palafitas (habitações suspensas, de madeira, em condições degradantes) à beira dos igarapés, e que terão habitação digna em locais urbanizados, a menos de 2 km da área de origem.

- **Sistema de Transposição de Embarcações**

A Norte Energia, empresa privada constituída para a construção de Belo Monte e que conta com participação societária das empresas Eletrobras Eletronorte (19,98%) e Eletrobras CHESF (15%), além da *holding* (15%), entregou, em 2013, o Sistema de Transposição de Embarcações, no Sítio Pimental, onde está situada a barragem principal do empreendimento. O sistema tem capacidade para transpor, rio acima e rio abaixo, embarcações pequenas e grandes, de até 50 toneladas. Seu objetivo é permitir que as comunidades de índios e ribeirinhos que utilizam esse trecho do rio Xingu como via de transporte tenham garantida sua locomoção fluvial, com segurança, na fase de obras e durante todo o período de operação da usina. O sistema conta com indicações claras para orientar os condutores das embarcações, por meio de boias de sinalização, incluindo luzes para navegação noturna. Além disso, retira as embarcações da água e realiza o transporte de um ponto a outro do barramento, interligados por uma pista de 700 metros. Enquanto a embarcação passa pela transposição, seus passageiros são transportados em uma van. Se houver muitos barcos realizando a transposição, os passageiros podem utilizar a estrutura de apoio com banheiros, sala de descanso e espera.

- **Projetos hidrelétricos de São Luís do Tapajós (PA) e Jatobá (PA)**

A Eletrobras busca implantar seus empreendimentos de modo que se evite ao máximo o deslocamento de pessoas e os impactos ao meio ambiente sejam os mínimos necessários. As empresas Eletrobras desenvolvem suas atividades em conformidade com a legislação e regulamentação vigentes. Durante os estudos de viabilidade dos projetos são desenvolvidos os Estudos de Impactos Ambientais com escopo definido pelos órgãos ambientais licenciadores. Dentre os estudos comumente realizados nessa etapa, destaca-se o Cadastro Socioeconômico, instrumento de identificação e qualificação da população atingida pelos empreendimentos.

O Complexo do Tapajós é formado por cinco empreendimentos a serem construídos nos rios Tapajós e Jamanxim, sendo eles: São Luiz do Tapajós, Jatobá, Cachoeira do Caí, Cachoeira dos Patos e Jamanxim. A Eletrobras coordena os estudos de meio ambiente dos empreendimentos AHE3 São Luiz e AHE Jatobá e é responsável pelo licenciamento ambiental. Também é responsável pela viabilização dos empreendimentos previstos na Bacia do rio Tapajós do ponto de vista socioambiental.

- **Usinas Plataforma**

As empresas Eletrobras participam de importantes ações para a promoção da hidreletricidade por meio do CEPTEL, que atua visando à excelência de resultados na pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D+I) nas áreas de geração, transmissão, distribuição, comercialização e uso final da energia elétrica, bem como no planejamento e operação eletroenergético, na realização de estudos e serviços tecnológicos, na condução de pesquisa experimental e ensaios.



Uma dessas ações é o desenvolvimento de metodologia para implantação de usinas hidrelétricas, usando o conceito de usinas-plataforma. O conceito de usina-plataforma consolida todas as boas práticas socioambientais na construção de hidrelétricas que foram sendo assimiladas ao longo do tempo em um modelo que reforça e prioriza a preservação e a conservação ambiental, com foco no mínimo impacto e na maior recomposição ambiental possível. Nesse conceito, a implantação será semelhante à de uma hidrelétrica tradicional, mas sempre com soluções que privilegiem o menor impacto.

Ao contrário do que ocorreu em muitas hidrelétricas, que levaram crescimento e desenvolvimento às regiões onde foram instaladas, com a ampliação da infraestrutura, do comércio e serviços, as usinas no rio Tapajós serão construídas sem a instalação de vilas operárias, cidades e centros comerciais no entorno. Nesse caso, o que está sendo focado é o bem maior da sociedade brasileira, ao se garantir a preservação e até mesmo a ampliação com segurança de suas áreas de proteção ambiental. A ideia do projeto é criar alojamentos temporários, entre outras instalações, que serão totalmente desmontados no fim da obra, reduzindo a possibilidade de grandes migrações para a região. Além disso, vias provisórias de acesso serão desfeitas e a vegetação nas áreas não utilizadas pelas usinas será recomposta, com replantio de árvores. Do mesmo modo, estradas permanentes terão seus acessos aos empreendimentos controlados. Os vencedores dos leilões de energia serão responsáveis pela preservação e conservação do entorno das hidrelétricas, o que ajudará a evitar ocupações e atividades ilegais em áreas de proteção ambiental. Esse modelo está sendo pensado e estabelecido para áreas legalmente protegidas ao mesmo tempo em que reforça o desenvolvimento da região Norte, especialmente o estado do Pará, com aumento da oferta de energia.

- **Itaipu: Cultivando Água Boa**

O “Cultivando Água Boa” é um programa fundamentado em documentos nacionais e planetários que contempla diversas ações socioambientais relacionadas com a conservação dos recursos naturais e da biodiversidade, e com a promoção da qualidade de vida nas comunidades da Bacia Hidrográfica do Paraná 3 (região conectada pelos rios e córregos com o reservatório da usina de Itaipu). Trata-se de um movimento de participação comunitária permanente, em que a Itaipu Binacional, além de mitigar e corrigir passivos ambientais, trabalha com a sociedade para mudar os seus valores.

O programa definiu como território de atuação a unidade de planejamento da natureza, a bacia hidrográfica. Decorrente desse conceito, a área de influência de atuação direta de Itaipu deslocou-se de 16 municípios conhecidos como lindeiros e que tiveram áreas inundadas pelo reservatório da usina, na margem brasileira, para os 29 municípios da Bacia Hidrográfica do Paraná 3.

A metodologia do “Cultivando Água Boa”, calcada na participação comunitária e no compartilhamento de responsabilidades com inúmeros parceiros, tem na realização dos encontros anuais, tradicionalmente realizados nos meses de novembro, a coroação das atividades desenvolvidas ao longo do ano. Os encontros constituem a principal ferramenta de monitoramento e avaliação do programa e de suas ações.

O “Encontro Cultivando Água Boa” é voltado à difusão de informações e boas práticas socioambientais, capacitação, avaliação, planejamento e repactuação entre os atores envolvidos. Os eventos sempre contam com a participação de nomes consagrados do pensamento socioambiental latinoamericano, como Enrique Leff, Leonardo Boff, Moema Viezzer, Marcos Sorrentino, Paulo Nobre, Dom Mauro Morelli, Washington Novaes, Marina Silva, entre outros que já abrilhantaram o encontro com suas participações.

Por sua relevância como uma das mais amplas iniciativas socioambientais do país, o “Cultivando Água Boa” conquistou respeito e reconhecimento internacionais, o que se reflete nos eventos que são promovidos conjuntamente com o encontro anual do programa, como o Fórum de Águas das Américas (preparatório para o Fórum Mundial da Água), em 2008, e o 7º Encontro Iberoamericano de Meio Ambiente (EIMA7), o 1º Encontro de Organismos de Bacia da América Latina e Caribe (RELOB) e o Encontro do Centro de Saberes e Cuidados Socioambientais da Bacia do Prata, em 2009.

### ***2.1.2. Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica***

A Lei nº 9.619/98 autorizou a Eletrobras a adquirir o controle das concessionárias estaduais de distribuição de energia elétrica: CEAL, Cepisa, CERON e Eletroacre, incluindo-as no Programa Nacional de Desestatização (PND). Mais tarde, em 2000, pela Medida Provisória nº 1985-25/2000 (transformada na MP 2181-45, em tramitação), a Eletrobras foi também autorizada a adquirir o controle da CEAM e a incluí-la no PND.

Em um processo paralelo, cindiu-se a Eletronorte, formando com os ativos de distribuição das cidades de Manaus e Boa Vista, respectivamente, a Manaus Energia e a Boa Vista Energia, subsidiárias integrais da Eletronorte, que formam com as anteriormente citadas o conjunto das chamadas Empresas Distribuidoras da Eletrobras (EDE).

À Eletrobras coube a tarefa de promover o saneamento econômico-financeiro dessas companhias, enquanto o BNDES cuidaria das providências para vendê-las. Por conta desse marco e dessa tarefa inicial, os investimentos realizados pela Eletrobras foram considerados como temporários. Por razões diversas, o PND dessas empresas não foi concluído.

No momento de aquisição das EDEs houve o desembolso de recursos da própria Eletrobras e da RGR. Da época da federalização até os dias de hoje, essas empresas têm requerido investimentos, tanto para o financiamento da expansão e da própria operação e manutenção, como para cobertura de déficits operacionais. Além disso, para reverter o patrimônio líquido negativo, parte dos financiamentos já foi transformada em capital ou está registrada como adiantamento, para futuro aumento de capital.

Em abril de 2008, foi efetuada a incorporação da CEAM pela Manaus Energia, passando o Estado do Amazonas a contar com apenas uma distribuidora de energia.

Em 30 de abril de 2012, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.461 e Despacho Aneel nº 2.422, de 24 de julho de 2012, a Aneel anuiu à alteração do controle societário direto da Boa Vista Energia detido pela Eletronorte para a Eletrobras. Em Assembleia Geral Extraordinária de 30 de outubro de 2012 foi aprovado o aumento de capital da Boa Vista Energia, em R\$ 363.461.356,93 (trezentos e sessenta e três milhões, quatrocentos e sessenta e um mil trezentos e cinquenta e seis e noventa e três centavos) passando o controle acionário para a Eletrobras.

Após estes atos, o grupo das EDEs passou a ser composto pelas seis empresas: CEAL, Cepisa, CERON, Eletroacre, Manaus Energia e Boa Vista Energia.

Após alguns anos de controle federal, pode-se dizer que as condições de atendimento às populações locais apresentaram melhora significativa; contudo, não foi revertido o quadro financeiro negativo dessas empresas.

Diante dessa situação, a Eletrobras identificou como solução a reorganização da governança e centralização da gestão das EDEs, estruturando-se para ter uma Diretoria comum composta por um

Diretor-Presidente, seis Diretores e um Conselho de Administração composto por seis membros com um núcleo comum, mantendo-se Conselhos Fiscais específicos para cada empresa. Essas medidas foram acompanhadas pela criação de uma Diretoria especializada na Eletrobras – a Diretoria de Distribuição, cujo Diretor assumiu concomitantemente a Presidência das EDEs.

Tais mudanças são importantes a fim de reverter a atual situação de desequilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras para, em curto prazo, passar a obter resultados positivos, visando à melhoria de qualidade de atendimento ao público, capacidade de execução de programas de investimentos para a expansão e conservação dos seus ativos, bem como a modernização dos instrumentos de apoio tecnológico e de capital humano.

A Eletrobras, ao longo dos anos, financiou e capitalizou suas distribuidoras na expectativa de obter retorno na forma de juros e amortização ou como dividendos e juros sobre capital próprio. Porém, as condições dos financiamentos concedidos pela Eletrobras e a postergação do pagamento da dívida resultaram em um aumento do endividamento das distribuidoras, em níveis superiores à sua efetiva capacidade de pagamento, culminando com a autorização de aumentar o capital das EDEs mediante a capitalização dos créditos da Eletrobras decorrentes do saldo devedor dos financiamentos concedidos com recursos ordinários, num montante superior a R\$ 2,2 bilhões.

Concomitantemente, foram criadas novas regras de governança corporativa mediante a celebração de um Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE), por meio do qual a distribuidora se comprometeu a dar cumprimento às orientações estratégicas ali definidas, visando ao atendimento de metas e resultados estabelecidos pela *holding*.

Em 2010, essas empresas, como desdobramento da nova marca da Eletrobras, passaram a serem denominadas da seguinte forma: Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição Piauí, Eletrobras Distribuição Rondônia, Eletrobras Distribuição Acre, Eletrobras Distribuição Roraima e Eletrobras Amazonas Energia.

Ressalta-se que, em 2011, a Eletrobras conseguiu recuperar R\$ 455 milhões dos clientes inadimplentes das suas seis distribuidoras e vem aumentando suas ações para reduzir ao máximo as ligações clandestinas, investindo na blindagem de parte de sua rede de distribuição, bem como no monitoramento do consumo de grandes clientes por meio da telemedição.

No exercício de 2013, em continuidade aos objetivos estratégicos e empresariais definidos no Plano Diretor de Negócios 2013 – 2017, as EDEs obtiveram resultados positivos quando comparados aos anos anteriores.

Em um ambiente econômico em fase de transição, com o fornecimento de energia elétrica no Brasil crescendo a uma taxa média de 3,5%, as EDEs contabilizaram um crescimento no Mercado Cativo de 5,3%, fornecendo 16.160 GWh para 3.805.276 de consumidores. Neste ano foram incorporados 151.667 novos clientes, num crescimento de 4,2% em relação a 2012, atendendo a 463 municípios dos estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia e do município de Boa Vista.

As redes de distribuição foram ampliadas em 21.937 km; além disso, tiveram início importantes projetos que perfizeram um investimento de R\$ 1,6 bilhão, em especial a instalação da usina termelétrica Mauá III em Manaus, buscando garantir o atendimento com qualidade à demanda que cresce a taxas elevadas.

No campo da responsabilidade socioambiental, no âmbito do Programa Luz para Todos, mais 25.223 domicílios rurais foram atendidos, atingindo assim 97% do termo de compromisso de 456.366 novas ligações desde o início do programa.

É digno de nota que a busca de resultados sustentáveis norteiam as ações e os compromissos institucionais das empresas, que neste período implantaram projetos para a geração de trabalho e renda, ações de promoção da cidadania e da cultura, relacionamento com a vizinhança, ações voltadas para a promoção do consumo consciente, reciclagem de materiais e de promoção da equidade de gênero.

### **2.1.3. Comercialização de Energia Elétrica**

As EDEs faturaram um volume de energia no mercado cativo de 16.160 GWh, com um crescimento de 5,3% quando comparado ao ano de 2012.

Registra-se um crescimento importante, tendo em vista que o mercado brasileiro de energia elétrica cresceu 3,5% no mesmo período.

Esse crescimento foi fortemente influenciado, de forma positiva, pela classe Residencial, que cresceu 9,9% e, de forma negativa, pela classe Industrial, que apresentou decréscimo no mercado cativo de 1,9% em relação ao ano anterior.

Atribui-se o dinamismo da classe Residencial ao aumento do número de consumidores, aumento do consumo médio pela aquisição de aparelhos eletrodomésticos e eletroeletrônicos, ações de regularização das unidades consumidoras clandestinas e com desvios de energia, além dos programas habitacionais do governo e dos esforços do Programa Luz Para Todos. Deve-se destacar também a evolução da classe Outros, bastante influenciada pela iluminação pública, com crescimento de 6,2% em função das ações de recadastramento do parque de iluminação instalado pelas prefeituras.

#### **Fornecimento Consolidado**

<b>Fornecimento Consolidado de Energia Elétrica - (GWh)</b>						
<b>Classe</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Residencial	3.753	4.030	4.574	4.906	3.144	3.083
Comercial	2.226	2.378	2.662	2.874	5.565	6.115
Industrial	2.628	2.443	2.814	2.978	3.316	3.453
Rural	490	508	539	586	708	739
Outras Classes	2.061	2.159	3.746	2.316	2.503	2.770
<b>Total</b>	<b>11.158</b>	<b>11.518</b>	<b>14.335</b>	<b>13.660</b>	<b>15.236</b>	<b>16.161</b>

### Fornecimento Empresa e por Classe de Consumo 2013

ED - Roraima	
Classe de consumo	Em MWH por Classe
Residencial	14.015
Comercial	321.545
Industrial	145.342
Rural	14.427
Outros	125.146
<b>Total</b>	<b>620.475</b>

ED - Alagoas	
Classe de consumo	Em MWH por Classe
Residencial	554.697
Comercial	1.225.494
Industrial	680.412
Rural	216.079
Outros	517.981
<b>Total</b>	<b>3.194.663</b>

ED -Piauí	
Classe de consumo	Em MWH por Classe
Residencial	193.042
Comercial	1.327.936
Industrial	609.617
Rural	128.739
Outros	541.491
<b>Total</b>	<b>2.800.825</b>

ED - Rondônia	
Classe de consumo	Em MWH por Classe
Residencial	500.251
Comercial	1.084.116
Industrial	598.550
Rural	264.268
Outros	374.672
<b>Total</b>	<b>2.821.857</b>

ED -Acre	
Classe de consumo	Em MWH por Classe
Residencial	37.296
Comercial	373.116
Industrial	182.922
Rural	39.766
Outros	191.573
<b>Total</b>	<b>824.673</b>

Amazonas Energia	
Classe de consumo	Em MWH por Classe
Residencial	1.783.887
Comercial	1.783.151
Industrial	1.236.086
Rural	75.940
Outros	1.018.975
<b>Total</b>	<b>5.898.039</b>

#### 2.1.3. Revisão Tarifária

O Governo Federal, com vistas à renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição que vencem no período de 2015 a 2017, e buscando a redução das tarifas de energia elétrica no Brasil, editou a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, regulamentada pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, estabelecendo os critérios e condições para a renovação das concessões. Tendo criado as condições de renovação para a geração e a transmissão, ainda resta pendente a definição com relação às regras de renovação das concessões de distribuição.

No decorrer do exercício de 2013, foram efetivadas as Revisões Tarifárias Periódicas relativas ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP) das EDEs, cujas datas bases foram para Alagoas e Piauí em 28 de agosto de 2013, Amazonas e Boa Vista em 1º de novembro de 2013 e

Acre e Rondônia em 30 de novembro de 2013, com resultados homologados apresentados no quadro abaixo.

#### Índice de Reajuste Tarifário

Índice de Reajuste Tarifário – IRT 2013	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
IRT Econômico	-5,86%	-1,86%	-6,40%	-12,59%	--14,89%	-7,60%
Componentes Financeiros	16,63%	5,15%	-13,01%	3,88%	19,32%	-9,24%
IRT Total	10,75%	3,29%	-19,41%	-8,72%	4,43%	-16,83%
Efeito Médio Consumidor Cativo (preliminar)	10,73%	3,29%	-3,81%	-8,55%	13,17%	-6,98%
Diferimento <sup>1</sup>	R\$ 881 mil		R\$ 237.019 mil			R\$ 20.361 mil
Efeito Médio Consumidor Cativo (final) <sup>2</sup>	R\$ 547 mil	R\$ 29.706 mil	R\$ 1.065 mil	R\$ 26.629 mil	R\$ 3.184 mil	R\$ 116 mil

<sup>1</sup> Repasse via CDE – Subvenção CDE – Art. 13 – Inciso VIII, Lei nº 10.438/2002.

<sup>2</sup> Outros Repasses via CDE – Referentes CVA Energia, Encargos Serviço de Sistema e Descontos Tarifários.

É importante destacar que, em função dos resultados das Revisões Tarifárias homologadas pela Aneel, foram apresentados pedidos de reconsideração para as EDEs Alagoas, Piauí, Amazonas e Rondônia. No caso específico da EDE Amazonas, a Diretoria da Aneel determinou a instauração de processo interno na Agência para apurar erro material na Base de Remuneração Regulatória, o que poderá alterar para maior o Índice de Reposicionamento homologado.

O combate às perdas de energia é outro aspecto importante em que a Aneel tem focado com o estabelecimento de trajetórias de redução das perdas, principalmente para as perdas não técnicas. Também, para a EDE Amazonas, o pedido de reconsideração aborda a questão de tratamento isonômico destinado à CELPA.

#### 2.1.4. Controle de Perdas Comerciais

No ano de 2013, o nível de perdas totais em relação à energia injetada do conjunto das EDEs ficou em 30,69%, contra 31,00% em 2012, registrando assim uma redução de 0,31pp. Atribui-se a menor redução neste ano, quando comparada com a obtida em 2012, aos seguintes fatores:

- Baixo crescimento do mercado industrial;
- Dificuldades financeiras enfrentadas pelas empresas com relação aos serviços contratados de fiscalização e regularização;
- Atraso na implantação das medidas estruturantes planejadas para o combate às perdas não técnicas, em especial as ações do Projeto “Energia +”, que teve parte de seus subprojetos adiados para 2014 em virtude de entraves burocráticos associados aos processos de definição do futuro das tecnologias de medição no país e às condições de contratação dos serviços e equipamentos, frente às exigências associadas ao financiamento pelo Banco Mundial.

Para o ano de 2014, espera-se um avanço na redução do nível de perdas, com os ganhos de energia devido à conclusão dos projetos iniciados no segundo semestre de 2013, com o pleno desenvolvimento do Projeto “Energia +”, além da continuação dos serviços de fiscalização e regularização já contratados e da entrada em operação de importantes obras do sistema elétrico, em especial no Amazonas e no Piauí com vistas à redução das perdas técnicas.

### Perdas Técnicas e Não Técnicas

Empresas Eletrobras	Perdas Técnicas (%)		Perdas não Técnicas (%)		Perdas Totais (%)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
	ED Amazonas	7,77%	7,71%	30,57%	31,35%	38,34%
ED Acre	9,85%	11,87%	14,41%	9,12%	24,26%	20,99%
ED Alagoas	10,34%	8,42%	15,79%	18,58%	26,13%	27,00%
ED Piauí	12,17%	13,16%	17,79%	17,20%	29,97%	30,36%
ED Rondônia	11,15%	12,74%	12,82%	10,08%	23,97%	22,82%
ED Roraima	7,04%	6,62%	5,08%	5,65%	12,12%	12,27%

Obs.: Os novos índices de Perdas Técnicas foram os definidos pela ANEEL no 3ºRTP

#### 2.1.5. Indicadores DEC/FEC

Em 2013, o indicador Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) das EDEs, de forma consolidada, manteve o nível de 2012.

O indicador Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), de forma consolidada, registrou uma melhora, passando de 31,4 para 27,8 vezes, principalmente em função do desempenho obtido pelas seguintes EDEs: Amazonas, Alagoas e Roraima que superaram as metas estipuladas no CMDE para este ano.

Dentre as diversas ações praticadas pelas EDEs objetivando melhorar os índices de qualidade, destacam-se os serviços de manutenção preventiva, ampliação da capacidade de transformação de MT/BT e a construção de novas subestações que amenizaram os problemas de sobrecarga.

#### Indicador DEC

Interrupções de Fornecimento por Consumidor (DEC) - Hora/Ano							
Ano	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	Sistema Eletrobras
2011	46,23	25,50	54,72	41,87	38,56	12,67	39,29
2012	65,94	26,28	60,13	34,16	31,39	11,88	38,68
2013	71,97	31,15	57,35	30,54	38,87	12,93	39,92
Variação 2013x2012 (%)	9,15%	18,53%	-4,63%	-10,61%	23,81%	8,79%	3,23%

#### Indicador FEC

Frequência de Interrupções por Consumidor (FEC) - nº Interrupções/Ano							
Ano	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	Sistema Eletrobras
2011	45,22	16,73	51,05	29,99	28,94	20,93	31,51
2012	55,28	20,07	50,15	26,08	26,03	23,82	31,40
2013	47,45	16,22	39,37	23,40	32,45	21,53	27,79
Variação 2013x2012 (%)	-14,16%	-19,18%	-21,50%	-10,27%	24,66%	-9,61%	-11,50%

### 2.1.6. Inadimplência

Com relação à gestão da inadimplência, registramos que o ano de 2013 apresentou uma melhora desse indicador em todas as empresas, em sintonia com o comportamento observado do consumidor brasileiro, que buscou colocar em dia seus débitos nesse período.

Os principais indicadores que medem a inadimplência, que são o total da Inadimplência Ativa pelo Faturamento (INAD) e a Arrecadação também relacionada ao Faturamento (TAF), em base anual, obtiveram o seguinte desempenho:

#### Inadimplência Consolidada

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras (R\$ mil)						
Classe	2013	2012	2011	2010	2009	Varição 2013x2012 (%)
Residencial	302.962	359.118	232.059	190.263	268.284	-15,6%
Comercial	115.965	153.288	134.395	113.286	127.318	-24,3%
Industrial	112.485	185.212	230.392	194.757	203.012	-39,3%
Rural	41.757	72.683	69.317	60.258	53.356	-42,5%
Poder Público	105.699	127.106	111.757	118.444	125.093	-16,8%
Serviço Público	187.511	237.998	226.225	221.374	203.979	-21,2%
Iluminação Pública	22.113	37.566	37.732	52.147	52.449	-41,1%
<b>Total</b>	<b>888.493</b>	<b>1.172.971</b>	<b>1.041.877</b>	<b>950.529</b>	<b>1.033.491</b>	<b>-24,3%</b>

#### Inadimplência por Distribuidora

ACRE - R\$ mil	
RESIDENCIAL	25.019
INDUSTRIAL	2.615
COMERCIAL	9.247
RURAL	2.377
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	5.319
PODER PÚBLICO ESTADUAL	7.844
PODER PÚBLICO FEDERAL	1.102
SERVIÇO PÚBLICO	1.011
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	5.293
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>59.827</b>

ALAGOAS - R\$ mil	
RESIDENCIAL	54.928
INDUSTRIAL	42.970
COMERCIAL	21.285
RURAL	14.967
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	13.044
PODER PÚBLICO ESTADUAL	2.435
PODER PÚBLICO FEDERAL	1.695
SERVIÇO PÚBLICO	13.165
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	6.045
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>170.534</b>

AMAZONAS - R\$ mil	
RESIDENCIAL	69.553
INDUSTRIAL	24.931
COMERCIAL	30.709
RURAL	3.187
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	19.183
PODER PÚBLICO ESTADUAL	2.982
PODER PÚBLICO FEDERAL	3.204
SERVIÇO PÚBLICO	30.578
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	1.442
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>185.771</b>

PIAÚÍ - R\$ mil	
RESIDENCIAL	81.877
INDUSTRIAL	22.575
COMERCIAL	32.774
RURAL	10.793
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	5.310
PODER PÚBLICO ESTADUAL	1.561
PODER PÚBLICO FEDERAL	2.134
SERVIÇO PÚBLICO	99.995
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	2.441
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>259.461</b>



RONDÔNIA - R\$ mil	
RESIDENCIAL	58.645
INDUSTRIAL	18.642
COMERCIAL	19.904
RURAL	9.872
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	7.560
PODER PÚBLICO ESTADUAL	2.227
PODER PÚBLICO FEDERAL	4.266
SERVIÇO PÚBLICO	24.560
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	6.892
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>152.569</b>

RORAIMA - R\$ mil	
RESIDENCIAL	12.940
INDUSTRIAL	752
COMERCIAL	2.046
RURAL	560
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	3.397
PODER PÚBLICO ESTADUAL	21.374
PODER PÚBLICO FEDERAL	1.060
SERVIÇO PÚBLICO	18.201
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	0
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>60.332</b>

### 2.1.7. Atendimento aos Clientes

#### 2.1.7.1. Distribuição de Postos de Atendimento

O crescimento de 151.667 novos clientes na área de concessão das empresas foi possível em função dos investimentos na expansão das redes e das ações de regularização de clandestinos, dos programas habitacionais dos governos, em especial o “Minha Casa Minha Vida”, e do Programa Luz para Todos.

Unidades Consumidoras por Classe	2013 (unidade)	2012 (unidade)	Varição 2013x2012 (%)
Industrial	12.475	12.903	-3,3%
Residencial	3.239.967	3.103.062	4,4%
Comercial	274.433	266.020	3,2%
Rural	228.151	222.516	2,5%
Outros	50.249	49.108	2,3%
<b>Total</b>	<b>3.805.276</b>	<b>3.653.609</b>	<b>4,2%</b>

Foram realizadas várias ações com vistas a se propiciar aos clientes da Eletrobras um atendimento ágil e de qualidade. Assim, destacamos a consolidação da nova estrutura de *call center*, que, por meio da interligação entre os *sites* das distribuidoras, propiciou um maior acesso e agilidade no recebimento de pedidos de serviços e de reclamações.

Dentre as ações de suporte a essa operação centralizada podemos destacar a padronização de várias rotinas de atendimento e também a unificação de vários serviços, conferindo assim uniformidade e facilitando as ações de controle, treinamento e reciclagem.

Outro ponto a se destacar diz respeito à adequação dos procedimentos correlatos à coleta e tratamento das reclamações no que concerne à sua duração (DER) e frequência (FER), o que nos permite conhecer melhor as necessidades de melhoria nas operações.

Descrição	2013 (unidade)	2012 (unidade)	Varição 2013x2012 (%)
Total de Consumidores	3.805.276	3.653.609	4,15
Total de Municípios Atendidos	463	463	0,00
Quantidade de Agência de Atendimento/Postos de Atendimento	480	480	0,00
Total de Atendimentos Realizados (Agência e Postos)	932.315	1.771.363	-47,37
Quantidade de Pontos de Atendimentos	530	530	0,00
<b>Total de Ligações Atendidas (CTAs)</b>	<b>4.762.015</b>	<b>4.977.675</b>	<b>-4,33</b>

### 2.1.7.2. Investimentos

O crescimento do mercado e a exigência da inovação tecnológica das redes e sistemas, demandaram elevado investimento no sistema elétrico das distribuidoras. Em 2013, a média do valor investido por consumidor foi de R\$ 420/consumidor, maior do que o dobro da média das 37 principais distribuidoras do país, que gira em torno de R\$ 156/consumidor.

Os investimentos em 2013 aumentaram em 7,9% em relação a 2012, com a realização de 83,4% do valor previsto, contra uma realização de 80,9% no ano passado. O destaque na realização ficou com a Eletrobras Distribuição Rondônia com 90,6% do orçamento aprovado, e a Eletrobras Amazonas Energia, com 88,4%.

Os investimentos se concentraram, principalmente, no segmento de distribuição (39,5%) e na geração (37,1%), com destaque para a implantação de UTE Mauá 3 em ciclo combinado, que absorveu recursos da ordem de R\$ 514 milhões.

#### Investimento por Distribuidora

Investimentos - Empresas Eletrobras	2013 (R\$ mil)	2012 (R\$ mil)	2011 (R\$ mil)	Varição 2013x2012 (%)
ED Acre	60.508	58.905	39.786	2,7%
ED Alagoas	112.382	104.962	86.110	7,1%
ED Amazonas	1.044.589	750.954	503.822	39,10%
ED Piauí	190.311	314.648	299.974	-39,5%
ED Rondônia	173.323	225.896	148.277	-23,3%
ED Roraima	18.344	26.777	32.680	-31,5%
<b>Consolidado</b>	<b>1.599.457</b>	<b>1.482.142</b>	<b>1.110.649</b>	<b>7,9%</b>

## 2.1.8. EBITDA

### EBITIDA por Distribuidora

EBITIDA (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2011	-127,3	-47,9	99,1	-79,7	ND	11,1
2012						

## 2.1.9. Receita Operacional Líquida

### Receita Operacional Líquida por Distribuidora

Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2011	159,1	752,8	812,7	734,0	ND	1.611,7
2012						

## 2.1.10. Evolução do Lucro Líquido / Prejuízo Líquido

### Evolução do Lucro Líquido/Prejuízo Líquido por Distribuidora

Evolução do Lucro Líquido / Prejuízo (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2011	-174,1	-45,3	41,6	-128,5	ND	-625,5
2012						

## CEPEL

### ORIENTAÇÕES ESTRATÉGICAS

O CEPEL segue as orientações estratégicas da sua Diretoria Executiva e do Planejamento Estratégico do Sistema Eletrobras, cujos principais elementos estão descritos a seguir:

#### Funções Básicas do CEPEL

O CEPEL exercerá simultaneamente as seguintes funções:

- a) Atendimento das demandas de pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica (P&D+I) das Empresas Eletrobras com as atribuições e responsabilidades definidas pela Política de Tecnologia e P&D+I do Sistema Eletrobras;
- b) Atendimento às demandas de Tecnologia e P&D+I e de apoio aos programas e projetos de interesse do governo brasileiro na sua área de competência, segundo as diretrizes governamentais e os requisitos inerentes à sua natureza institucional no Sistema Eletrobras;
- c) Prestação de serviços na sua área de atuação (pesquisa, desenvolvimento, inovação, serviços tecnológicos e ensaios) para o conjunto de empresas que compõem o setor elétrico brasileiro (concessionárias, agências reguladoras, ONS, fornecedores de equipamentos etc.);

- d) Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT no âmbito do Sistema Eletrobras.

### **Áreas de Atuação do CEPEL**

O CEPEL atua com excelência em Tecnologia e P&D+I nas áreas de geração, transmissão, distribuição, comercialização e uso final da energia elétrica. Atua, também, segundo os mesmos critérios de excelência, no planejamento e operação eletro-energético, na realização de estudos e serviços tecnológicos, na condução de pesquisa experimental e ensaios para o desenvolvimento de equipamentos e instalações elétricas e na coordenação das ações de Tecnologia e P&D+I, como Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT, no âmbito do Sistema Eletrobras.

### **Abrangência**

O CEPEL tem, predominantemente, uma atuação nacional, podendo estabelecer parcerias com instituições congêneres e acadêmicas no país ou no exterior para complementar a sua capacitação na condução das suas funções básicas.

### **Foco em Resultados**

O CEPEL orienta as suas atividades para o atendimento das demandas de Tecnologia e P&D+I atuais e futuras do setor elétrico sempre com foco em resultados, visando o aumento da competitividade dos negócios das empresas do Sistema Eletrobras, do aumento da confiabilidade dos sistemas elétricos e a garantia de suprimento de energia elétrica.

### **Gestão do Conhecimento**

O CEPEL estabelece procedimentos para garantir a retenção, a manutenção, a expansão e a gestão do conhecimento acumulado no exercício das suas funções básicas.

### **Valorização da Marca Eletrobras**

O CEPEL, através da sua atuação e no âmbito das suas funções básicas, promove a valorização da marca Eletrobras, associando-a à excelência em Tecnologia e P&D+I, Estudos e Serviços Tecnológicos, Pesquisa Experimental e Ensaios no setor de energia elétrica.

### **Aprimoramento da Gestão**

O CEPEL promove o aprimoramento da sua gestão (processos e pessoas) nas áreas administrativa e técnica para garantir a excelência na execução das suas funções básicas.

## **AÇÕES DO CEPEL ALINHADAS ÀS SUAS ESTRATÉGIAS**

### **Carteira de Projetos Institucionais do CEPEL com as Empresas Eletrobras**

A Carteira de Projetos Institucionais (Carteira PI), que em 2013, contou com 92 projetos, consiste de tópicos estratégicos, de alcance corporativo, com visão de longo prazo e de alto impacto.. Os seus resultados são automaticamente compartilhados entre as Empresas Eletrobras, que participam da montagem do planejamento e gerenciamento de suas atividades. Para tanto, há indicação de técnicos participantes dos projetos e de um representante formal de cada Empresa Eletrobras, para o acompanhamento da Carteira.

A Carteira PI está alinhada a temas estratégicos e linhas de P&D+I para as Empresas Eletrobras, em suas atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, particularmente os associados ao desenvolvimento de metodologias e ferramentas computacionais para Planejamento da Expansão de Sistemas Eletroenergéticos e sua Operação, incluindo Supervisão e Controle em Tempo Real; Eficiência Energética, Meio Ambiente e Materiais; Tecnologia de Equipamentos e

Gestão de Ativos; e apoio tecnológico à Eletrobras na sua coordenação de Programas de Governo, como o Procel, Proinfa, Luz Para Todos e outros.

Pela sua natureza, muitos dos resultados da Carteira PI transcendem os limites das Empresas Eletrobras, propiciando apoio tecnológico a atividades setoriais desenvolvidas pelo MME, EPE, ONS, CCEE, ANEEL, agentes e outras entidades do setor elétrico.

### **Sistemática básica de Funcionamento da Carteira PI**

Os projetos são priorizados em função das demandas das empresas e das disponibilidades de recursos do CEPEL e levando em consideração aspectos de inserção estratégica, ganhos tecnológicos e benefícios econômico-financeiros.

Cada projeto possui um gerente do CEPEL, e os trabalhos têm participação e acompanhamento por técnicos das Empresas Eletrobras. A interação com os técnicos participantes das empresas é fundamental para a condução dos projetos e o aperfeiçoamento de seus resultados.

No início de cada ano, em reunião formal com a Eletrobras e suas empresas, é aprovada a programação anual de atividades dos projetos da Carteira PI, como também sua renovação em termos de novos projetos, ou encerramento daqueles que cumpriram completamente seus objetivos. Além dessa primeira reunião, são realizadas três outras, trimestrais, para apresentação de resultados, dificuldades encontradas, sua mitigação, com eventuais ajustes de programação das atividades previstas.

Ao longo de todo o ano, existe o acompanhamento constante por parte das empresas, além de workshops, palestras, cursos e treinamentos com seus técnicos.

As ferramentas para acompanhamento dos projetos da Carteira PI estão disponíveis na Internet, com acesso através de login e senha. Estas ferramentas são: Caderno de Projetos, incluindo o histórico, objetivos, metodologia, resultados esperados e cronograma; e o Relatório de Acompanhamento trimestral dos projetos (RAP/RAF), que apresenta o estágio de condução das atividades, o seu percentual de realização das metas planejadas, e as principais observações, destaques, obstáculos encontrados e providências tomadas.

### **LINHAS DE PESQUISA**

As atividades de pesquisa do CEPEL estão estruturadas em sete grandes linhas, que abrangem uma ampla variedade de projetos, correspondendo, cada uma, a um departamento específico, de acordo com os seguintes temas.

#### **Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente - DEA**

##### ***Escopo de Atuação:***

Desenvolvimento de cadeia de modelos e programas computacionais destinados ao planejamento da expansão da geração, ao planejamento da operação e à programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados. Compõem também esta cadeia modelos para a previsão e geração de cenários sintéticos de vazões aos diversos aproveitamentos hidrelétricos, modelos para estudos de prevenção de cheias, modelos de previsão de mercado de longo prazo e modelos para subsidiar a tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia. São desenvolvidas ainda metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico, incluindo métodos, critérios, indicadores e ferramentas de análise para que a concepção dos empreendimentos seja feita de acordo com os princípios e compromissos do desenvolvimento sustentável.

### **Principais ações tecnológicas:**

- Planejamento da Expansão da Geração - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para o planejamento da expansão, previsão de mercado, inventário de bacias hidrográficas.
- Planejamento da Operação Energética - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para o planejamento da operação de longo, médio e curto prazos e programação da operação.
- Meio Ambiente - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para a avaliação da dimensão ambiental no planejamento da expansão da geração e transmissão e sistemas isolados.
- Hidrologia Estocástica e Recursos Hídricos - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para a geração e previsão de vazões, controle de cheias e previsão de ventos.
- Análise Financeira de Projetos e Tarifas - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para a análise financeira de projetos de geração e transmissão e para a análise e síntese de estruturas tarifárias
- Técnicas Computacionais Aplicadas à Área Energética - Aplicação de técnicas de processamento distribuído; desenvolvimento de modelos, algoritmos e facilidades computacionais para a integração dos programas da área energética.

### **Departamento de Redes Elétricas - DRE**

#### ***Escopo de Atuação:***

Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para apoio à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético, que fazem do Brasil o único país em desenvolvimento a possuir uma cadeia de programas própria e em constante evolução. O CEPEL conta também com uma experiente equipe de estudos de desempenho elétrico.

#### **Principais ações tecnológicas:**

- Planejamento Operação e Análise de Redes Elétricas - Análise de redes elétricas em regime permanente, avaliação de faltas, transitórios eletromecânicos, harmônicos e amortecimento de oscilações.
- Confiabilidade de Transmissão e Geração - Simulação probabilística e cálculo de índices de confiabilidade
- Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão - Planejamento de médio e longo prazo; valor econômico da confiabilidade.
- Integração de Base de Dados - Desenvolvimento de modelos, algoritmos, facilidades e programas computacionais para integração dos programas da Área Elétrica.
- Estudos de Sistemas Elétricos - Estudos de planejamento e operação do sistema interligado, validação de novos modelos, demonstração de novas técnicas de análise.
- Avaliação de Segurança Operativa – Desenvolvimento de métodos para avaliação de segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência. Estes métodos podem ser utilizados tanto em ambiente de sala de controle quanto em estudos offline.

### **Departamento de Automação de Sistemas - DAS**

#### ***Escopo de Atuação:***

O DAS atua na pesquisa, desenvolvimento e implementação de recursos e tecnologias para Pprocessamento e gestão das de informações para a operação de sistemas elétricos em tempo-real. Tem por objetivo prover o setor elétrico de sistemas e recursos mais eficazes e inteligentes, capazes

de proporcionar ganhos de segurança sistêmica e de eficiência técnica e econômica associados aos processos de operação em subestações, centros de controle e redes de distribuição de sistemas elétricos, em particular, das empresas Eletrobras. Esses objetivos são suportados por ações tecnológicas nas áreas de supervisão e controle de sistemas elétricos (SCADA/EMS), aplicações para análise de perturbações em sistemas elétricos, tratamento da informação e inteligência computacional aplicada à operação de sistemas elétricos.

Principais ações tecnológicas:

- Análise de perturbações - Ambiente computacional para análise de gestão de registros oscilográficos de faltas; processamento de sinais; localização de faltas; simulação dinâmica de equipamentos de proteção; bancos de dados de oscilografia; sistemas inteligentes de análise automática de oscilogramas; redes de oscilografia. O produto principal resultante desta ação tecnológica é o SINAPE.
- Tratamento da Informação e Inteligência Computacional Aplicada à Operação de Sistemas Elétricos - Tecnologias de software para a exploração dos dados disponíveis do sistema elétrico e a geração de informações relevantes para diferentes áreas das empresas elétricas. Seu foco principal é o processamento de dados obtidos pelo SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), associando-os, quando necessário, a outros sistemas provedores de dados. Os produtos principais desenvolvidos nesta área são o ASTRO e o SIEx.
- Supervisão e Controle de Sistemas Elétricos em tempo-real (SCADA/EMS) - Protocolos e sistemas de comunicação de dados; sistemas operacionais; arquiteturas computacionais (hardware e software); tecnologias de interface homem-máquina; tecnologias web para intercâmbio e difusão de informações; bancos de dados; aplicações de inteligência computacional; aplicativos de análise de redes em tempo-real; controle automático de geração. O produto principal resultante desta ação tecnológica é o SAGE.

## **Departamento de Linhas e Estações - DLE**

### ***Escopo de Atuação:***

Desenvolvimento de modelos computacionais, técnicas de ensaio, medição e monitoramento, bem como sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados em equipamentos elétricos, instalações e linhas de transmissão. Novas técnicas de avaliação de desempenho, estado operativo e vida remanescente, tanto em laboratório quanto no campo; sistemas computacionais para análise, projeto, diagnóstico, monitoração, manutenção, recapitação e extensão de vida útil. Transporte de Energia, tecnologia LPNE (linhas de transmissão de potência natural elevada) e feixes expandidos, otimização da transmissão de energia. Aperfeiçoamento de tecnologias tradicionais e desenvolvimento de novas técnicas voltadas para a operação e a expansão do sistema elétrico.

Principais ações tecnológicas:

- Tecnologia de Transmissão - Novas Concepções de Linhas de Transmissão, Otimização de Projetos de Linhas de Transmissão, Interação entre as LTs e o Meio Ambiente e Monitoramento do Desempenho Elétrico e Mecânico de LTs.
- Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações - Desenvolvimento de modelos e programas computacionais, técnicas de ensaio e medição e sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados ao desempenho elétrico e mecânico.
- Transitórios Eletromagnéticos e Coordenação de Isolamento – Estudos, simulações e medições em campo.
- Realização de pesquisa experimental sobre comportamento térmico de cabos condutores, visando o desenvolvimento de cabos com elevada eficiência térmica. Foram realizados ensaios em condições de regime permanente e transitórias, utilizando-se diferentes

revestimentos, visando ampliar o leque de possibilidades técnicas para produção industrial desses condutores.

- Avaliação de campos eletromagnéticos, estudos de conformidade e atendimento de restrições básicas em instalações de empresas Eletrobras, para atendimento às Resoluções Normativas ANEEL.

## **Departamento de Tecnologia de Distribuição - DTD**

### *Escopo de Atuação:*

Apoio a soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica provendo suporte à Eletrobras e suas empresas de distribuição. Desenvolvimento de novos equipamentos e tecnologias de medição e gerenciamento da demanda, redução de perdas técnicas e comerciais, análise e desenvolvimento de metodologias para melhoria da qualidade de energia elétrica, aplicação do conceito de “redes elétricas inteligentes”, qualificação de equipamentos usados na distribuição de energia elétrica, compatibilidade eletromagnética, implantação de ferramentas computacionais para a análise do planejamento elétrico na AT e MT considerando aspectos regulatórios.

### Principais ações tecnológicas:

- Distribuição, medição de energia e combate às perdas de energia elétrica na distribuição.
- Medição, análise, diagnósticos e desenvolvimento de ferramentas computacionais voltadas para Qualidade de Energia. Do ponto de vista de infraestrutura laboratorial é importante ressaltar que está em andamento um projeto para ampliação do Laboratório de Qualidade de Energia Elétrica para contemplar também ensaios e pesquisas relacionadas aos equipamentos de medição fasorial (PMUs) e seus concentradores.
- Monitoramento de equipamentos de distribuição
- Planejamento do Sistema de Distribuição de AT e MT com implantação de ferramentas de análise computacional e gestão regulatória.

## **Departamento de Tecnologias Especiais - DTE**

### *Escopo de Atuação:*

Desenvolvimento de projetos de pesquisa, aplicação de tecnologias e serviços técnicos especializados, tecnologias de materiais (materiais dielétricos, metálicos, cerâmicas), corrosão (sistemas anticorrosão, técnicas para monitoração de corrosão), supercondutividade, células a combustível, fontes alternativas e conservação de energia. Apoio tecnológico aos programas de governo Procel e Luz para Todos.

### Principais ações tecnológicas:

- Conservação e uso eficiente da energia – Apoio a programas setoriais (Procel, PBE/Selo Procel) e ao Sistema Eletrobras.
- Energias renováveis – Geração eólica; geração solar fotovoltaica e térmica de média e alta temperaturas.
- Metalurgia e materiais - Avaliação da integridade estrutural e da vida remanescente de componentes de usinas termelétricas, Supercondutividade, Blocos varistores, Corrosão. Fluidos e nanofluidos, papéis, polímeros isolantes e nanocompósitos.
- Geração distribuída – Otimização e simulação de operação; estudo e caracterização de sistemas; aplicações em sistemas isolados.

## **Departamentos de Laboratórios - DLA e DLF**

### *Escopo de atuação*



O CEPEL com sua estrutura laboratorial desenvolve atividades de pesquisa experimental, realiza ensaios de tipo em equipamentos e materiais desenvolvendo também novas técnicas e metodologias para ensaios especiais. Dentre as principais especialidades laboratoriais destacam-se a alta tensão, alta potência, propriedades eletromagnéticas e mecânicas de materiais, metalografia, eficiência energética e calibração.

Os principais laboratórios do CEPEL estão alocados na Diretoria de Laboratório e Pesquisa Experimental, criada em 2012, divididos em dois departamentos: Departamento de Laboratórios do Fundão (DLF), na Unidade da Ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro e o Departamento de laboratórios de Adrianópolis (DLA), na Unidade de Adrianópolis no município de Nova Iguaçu. Dentre eles, destacam-se laboratórios pioneiros no Brasil e alguns únicos na América do Sul.

### **Pesquisa Experimental – Infraestrutura Laboratorial:**

O CEPEL possui também infraestrutura laboratorial em suas duas Unidades: Adrianópolis e Ilha do Fundão, que tem sido mantida atualizada em termos de equipamentos e instalações e é prioritariamente utilizada no complemento às atividades dos projetos de pesquisa e desenvolvimento e em pesquisas experimentais destinadas ao atendimento de demandas das Empresas Eletrobras e demais empresas do setor elétrico brasileiro.

A infraestrutura atual de laboratórios CEPEL conta com instalações capacitadas para atender as seguintes áreas, entre outras: Alta Tensão, Alta Corrente, Alta Potência, Medição e Calibração, Materiais, Análises Químicas, Eficiência Energética, Supercondutividade, Células a Combustível, Monitoramento e Diagnóstico, Computação Intensiva e Supervisão e Controle, conforme detalhado a seguir:

### **Laboratório de Análises Químicas**

Atua nas áreas de análise química tradicional e instrumental e é capacitado para desenvolver metodologias ou implantar e realizar análises químicas, conforme normas nacionais ou internacionais, abrangendo uma vasta gama de serviços analíticos relacionados à vida útil de materiais e equipamentos elétricos de geração, transmissão e distribuição. O laboratório oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Nanotecnologias”, “Blocos Varistores”, “Células a Combustível”, “Corrosão”, “Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações”, dentre outras.

### **Laboratório de Corrosão**

Estuda os diferentes processos de corrosão que ocorrem nos equipamentos elétricos e nas estruturas metálicas das empresas do setor elétrico, especificando técnicas de proteção anticorrosiva e pesquisando novas tecnologias de proteção. Busca-se, basicamente, aumentar a durabilidade dos equipamentos e das estruturas; reduzir os custos de manutenção e o de paradas não programadas. Realiza atividades de pesquisa e serviços nos principais campos da corrosão de estruturas metálicas, ou seja, corrosão atmosférica; pelo solo; por águas naturais; por revestimentos orgânicos e metálicos; e por proteção catódica.

O laboratório está capacitado para especificar técnicas de proteção anticorrosiva adequadas às condições de exposição e de trabalho dos equipamentos e das estruturas metálicas e identificar causas de problemas de corrosão e recomendações técnicas para solução destes problemas. Além disso, provê capacitação técnica de equipes de manutenção das empresas do setor elétrico.

### **Laboratório de Metalografia**

Está capacitado para realizar uma gama de ensaios de caracterização de materiais (metálicos e não-metálicos) que são a base para o desenvolvimento de estudos e projetos relacionados à integridade estrutural e à melhoria das propriedades de componentes empregados nos mais diversos

equipamentos. É utilizado pelas concessionárias de energia elétrica para análises de falhas ocorridas em componentes e equipamentos usados na distribuição e geração de energia elétrica. Além disso, realiza capacitação técnica de equipes de manutenção das empresas do setor elétrico e perícias técnicas em equipamentos.

Oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Integridade Estrutural de Usinas Termelétricas”, “Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações”, “Nanotecnologia”, “Célula a combustível”, “Blocos Varistores” e “Supercondutividade”.

### **Laboratório de Propriedades Mecânicas**

Além de dar suporte a pesquisas de interesse do setor elétrico, presta serviços a outros setores industriais. Está preparado para atuar tanto internamente, em suas próprias instalações, quanto em campo, efetuando medições nas instalações dos clientes. Avalia o desempenho de componentes e equipamentos e a aceitação de materiais; participa do desenvolvimento de protótipos e de pesquisas para avaliação de vida útil e ajuda a desenvolver técnicas preditivas para manutenção de equipamentos através do monitoramento de grandezas mecânicas. Está capacitado para ensaios de tração/ compressão até 500kN, ensaio de fluência, rupturas de cabos de Linhas de Transmissão até 300kN, ensaios de vibração em cabos de Linhas de Transmissão e ensaios de vibração em componentes.

Dentre os principais produtos desenvolvidos pelo laboratório estão protótipos e pesquisas para avaliação de vida útil e técnicas preditivas para manutenção de equipamentos através do monitoramento de grandezas mecânicas. Oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Monitoramento e Desempenho Elétrico e Mecânico das Linhas de Transmissão”, “Novas Concepções de Linhas de Transmissão”, “Otimização de Projetos de Linhas de Transmissão”.

### **Laboratório de Propriedades Elétricas e Magnéticas**

O Laboratório de Propriedades Elétricas e Magnéticas é um dos únicos laboratórios na América Latina capacitado para realizar investigações experimentais sobre condições elétricas e magnéticas em equipamentos e materiais, principalmente de indústrias ligadas ao setor elétrico. Faz ensaios no Brasil e no exterior e também avalia peças e materiais produzidos pela indústria brasileira destinados à exportação. Oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações”, “Supercondutividade” e “Otimização de Projetos de Linhas de Transmissão”.

Está capacitado a realizar diversos ensaios para caracterização de materiais elétricos, dielétricos, magnéticos e outros. Entre os principais produtos desenvolvidos pelo laboratório estão técnicas e metodologias de medições de grandezas elétricas e magnéticas e metodologia de ensaios.

### **Laboratório de Refrigeração**

O Laboratório de Refrigeração é equipado para avaliar o desempenho de refrigeradores, congeladores e condicionadores de ar, atendendo ao Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Dos ensaios realizados resultam as informações sobre eficiência energética constantes do Selo Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia, afixados nos produtos submetidos ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) pelos fabricantes.

A experiência acumulada pelo laboratório, com a prestação de serviços e o apoio à pesquisa, credenciou-o para participar da elaboração de procedimentos e normas técnicas. Além disso, mantém um programa de comparação interlaboratorial com instituições nacionais e internacionais,

funcionando como unidade de referência para outros laboratórios do setor. Acreditado pelo Inmetro, está capacitado para realizar ensaios em refrigeradores, envolvendo classificação, consumo de energia e determinação de eficiência energética; e em condicionadores de ar, incluindo determinação da capacidade de refrigeração e da eficiência energética.

### **Laboratório de Iluminação**

O Laboratório de Iluminação apoia órgãos do governo no esforço de conservação de energia e eficiência energética em componentes e sistemas de iluminação pública, residencial, comercial e industrial. É o braço técnico da parceria firmada pela Eletrobras, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) e o CEPEL para execução dos programas do selo Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (Ence), relacionados à iluminação, estando capacitado para realizar ensaios acreditados pelo Inmetro em luminárias em geral e luminárias públicas. Participa também da elaboração de padrões técnicos, coordenando a adoção de índices de desempenho e de métodos de ensaio.

O laboratório pode realizar ensaios diversos em lâmpadas e luminárias de uso residencial, industrial e público, tais como: fotometria de lâmpadas, luminárias e LED: níveis de emissão de ultravioleta e infravermelho; espectroradiometria de lâmpadas e LED: temperatura de cor, coordenadas de cromaticidade e fluxo luminoso; Distorção Harmônica Total; levantamento de curvas fotométricas de luminárias; Medição de transmitância e reflectância de espelhos, vidros e superfícies em geral.

O laboratório está capacitado para realizar ensaios acreditados pelo Inmetro em luminárias em geral e luminárias públicas.

### **Laboratório de Calibração**

O laboratório é acreditado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), em 1983, o Laboratório de Calibração integra a Rede Brasileira de Calibração. Foi um dos primeiros laboratórios acreditados desde que o Inmetro criou essa atividade. A principal atividade do laboratório é calibrar instrumentos e sistemas de medição, geração e medição de grandezas elétricas (tensão, corrente, resistência, capacitância e potência), tempo, frequência e temperatura utilizados nos laboratórios da instituição. Também presta serviços a outras instituições e empresas.

implementação do sistema de gestão da qualidade, com base na Norma ABNT NBR ISO/IEC 17025, garante a competência técnica do laboratório para prestar uma extensa lista de serviços.

### **Laboratório de Alta Tensão**

O Laboratório de Alta Tensão é um dos maiores do gênero no hemisfério sul. Faz ensaios dielétricos (de isolamento) de aceitação e suporta pesquisa e desenvolvimento em equipamentos e componentes para sistemas de transmissão até 800 kV.

Na década de 1990, foi desenvolvida, nesse laboratório, tecnologia LPNE para a construção de linhas de transmissão com potência natural elevada, uma das grandes conquistas da tecnologia brasileira para o setor elétrico. Tal tecnologia é especialmente adequada para transmitir grandes blocos de energia elétrica a longas distâncias, com um mínimo de perdas.

### **Laboratório de Alta Corrente**

O Laboratório de Alta Corrente realiza ensaios para avaliação de desempenho elétrico e termomecânico de equipamentos de alta, média e baixa tensão, fabricados no Brasil e no exterior. Está capacitado para fazer ensaios de correntes elétricas até 230 kA. Possui área de ensaios dimensionada para equipamentos de grande porte e uma ponte rolante com capacidade para movimentar cargas de até 3,2 toneladas.

Dentre as atividades em andamento no laboratório, destaca-se o ensaio de arco interno em painéis de baixa tensão. Como os arcos elétricos internos são fenômenos que geram riscos para a operação de equipamentos de distribuição de energia elétrica, os ensaios realizados no laboratório permitem aos fabricantes desses equipamentos incluírem formas de proteção no projeto de seus produtos, aumentando sua segurança.

### **Laboratório de Referência em Medição de Alta Tensão**

A principal atividade do Laboratório de Referência em Medição de Alta Tensão é a calibração em alta tensão de sistemas de medição de impulso atmosférico pleno, impulsos de manobra, Alta Tensão em Corrente Alternada (ATCA), Alta Tensão em Corrente Contínua (ATCC), impulso de corrente, entre outros, utilizados principalmente em laboratórios industriais, fabricantes de equipamentos elétricos, concessionárias e instituições de pesquisa.

Foi acreditado, em dezembro de 2012 pela Coordenação Geral de Acreditação (Cgcre) do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), de acordo com a norma ABNT NBR ISO/IEC 17025, para realizar a calibração de sistemas de medição para alta tensão de impulsos. Com isso, o laboratório, que já possuía acreditação para tensão aplicada à frequência industrial até 180 kV, passa a ser o primeiro e único laboratório acreditado no país para impulso atmosférico pleno e cortado até a tensão de 500 kV. De acordo com os requisitos da norma IEC 60060-2, atualmente, já é possível realizar a calibração de sistemas de medição para impulsos de forma acreditada até 2500 kV, e para tensão aplicada à frequência industrial até 900 kV.

A necessidade de calibrar sistemas de medição em alta tensão decorre das crescentes demandas do mercado de materiais e equipamentos elétricos, incluindo as normas da série ABNT NBR ISO 9000, exigidas pela grande maioria dos países importadores de produtos brasileiros e pelos consumidores nacionais.

O laboratório realiza também atividades de pesquisa e desenvolvimento de novos dispositivos e técnicas de calibração e medição aplicadas a ensaios em alta tensão. Desenvolve, constrói e calibra dispositivos especiais, como padrões para alta tensão em corrente contínua, divisores resistivos para impulso atmosférico e perfuração de isoladores, atenuadores, derivadores de corrente e impedâncias de tensão de rádio interferência.

O laboratório tem como meta buscar acreditações para ATCA na faixa de 1,0 kV a 10 kV, capacitância na faixa de 1,0 kV a 200 kV, ATCC na faixa de 10 kV a 250 kV, impulso de manobra até 2500 kV, impulso de corrente até 100 kA e corrente de curta duração até 5000 A. O laboratório está em fase de estudos, visando implementar as revisões das normas IEC 60060-1/2010 e IEC 60060-2/2010.

### **Laboratório de Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos**

O Laboratório de Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, foi o primeiro laboratório do Brasil inteiramente equipado para fazer ensaios de todos os tipos de proteção de equipamentos elétricos destinados a áreas com atmosferas potencialmente explosivas. Possui, ainda, instalações para ensaios de transformadores, inversores de frequência e motores de indução, cuja finalidade é avaliar a eficiência energética. É acreditado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) e realiza ensaios voltados principalmente para as indústrias químicas, petroquímicas e de petróleo. Avalia se os equipamentos elétricos e eletrônicos estão em conformidade com as normas e especificações técnicas.

Participa do programa de etiquetagem de motores desenvolvido pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e pelo Inmetro, o que já resultou no aumento do rendimento e do fator de potência dos motores de indução em uso no país. Participa também de

cooperação com instituições no exterior para desenvolvimento de projetos, tendo acordo de reconhecimento mútuo de resultados de ensaio com o Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), da Alemanha.

### **Laboratório de Alta Potência**

O laboratório de Alta Potência oferece as mais elevadas potências de curto-circuito na América do Sul para a realização de ensaios de pesquisa e desenvolvimento em equipamentos de alta tensão, como disjuntores, cadeias de isoladores, cubículos, reatores, etc. Os ensaios são documentados por meio de filmagens em vídeo com câmera de alta velocidade.

Entre os clientes do laboratório, localizado na Unidade Adrianópolis, destacam-se instituições de pesquisa e empresas de energia elétrica sediadas no Brasil e em outros países sulamericanos, como Argentina, Uruguai e Venezuela.

Dentre os projetos de pesquisa de que o laboratório participa, atualmente, destaca-se o de Modelagem de Arco Elétrico para Estudos de Religamento Monofásico (Modelarco), desenvolvido em conjunto com a Eletrobras Furnas e o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ). Os resultados dos ensaios desse projeto são essenciais para revelar detalhes das características do fenômeno físico do arco elétrico de potência, resultante de sobretensões em linhas de transmissão originadas por descargas atmosféricas ou por operações de chaveamento nos circuitos do sistema elétrico.

### **Laboratório de Ensaio Corona**

O Laboratório de Ensaio Corona realiza ensaios de tipo com alta tensão à frequência industrial até 150 kV, bem como ensaios de impulsos atmosféricos, de manobra e perfuração até 1 MV com 50 kJ de energia. Os ensaios dão suporte a pesquisas e servem para garantir a confiabilidade, segurança e qualidade de equipamentos elétricos de alta tensão. Entre os principais clientes estão empresas concessionárias de energia elétrica e fabricantes de equipamentos elétricos.

Realiza diversos tipos de medição, tanto em suas instalações quanto em campo, sendo um dos poucos, no Brasil, capacitado para medir descargas parciais, capacitância e tangente delta em geradores e motores de grande porte em campo (indústrias, plataformas de petróleo e usinas geradoras de energia elétrica). Também contribui para o desenvolvimento e aprimoramento de métodos de medição e técnicas para avaliação de desempenho de equipamentos de alta tensão.

### **Laboratório de Impulso de Corrente**

O Laboratório de Impulso de Corrente realiza ensaios de impulso de corrente e oferece suporte à pesquisa e desenvolvimento de pára-raios de carboneto de silício (SiC) e óxido de zinco (ZnO), verificando suas características protetivas e de operação. Para isso, simula descargas atmosféricas e submete os materiais a ensaios de tipo, seguindo normas brasileiras e internacionais.

É o único laboratório do Brasil capacitado para realizar ensaios de verificação dos impactos diretos de descargas atmosféricas sobre estruturas, componentes e peças metálicas de aeronaves. Por isso, é de grande importância para a indústria aeronáutica brasileira, que antes só podia recorrer a laboratórios de outros países para realizar tais serviços.

Realiza as verificações experimentais necessárias ao projeto de pesquisa intitulado Modelagem de Arco Elétrico para Estudos de Religamento Monofásico (Modelarco), desenvolvido em conjunto com a Eletrobras Furnas e o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ).

### **Laboratório de Ensaio sob Poluição**

O Laboratório de Ensaios sob Poluição é especializado na avaliação de equipamentos elétricos em locais que sofrem a ação de poluentes, como poeira, maresia e até dejetos de pássaros. É o único do Brasil equipado para fazer ensaios com névoa salina ou pré-depósito em isoladores de equipamentos com tensão superior a 138 kV.

Dentre as atividades do laboratório, merece destaque sua participação na montagem de um mapa de poluição das regiões atendidas pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), pela Espírito Santo Centrais Elétricas S. A. (Escelsa) e pela Companhia Energética do Ceará (Coelce). Entre outras informações, o mapa revela como se comporta o nível de poluição sazonalmente, indicando as épocas do ano mais críticas conforme o tipo de poluente, servindo para orientar as equipes de manutenção.

Um dos projetos de pesquisa em andamento no laboratório envolve a avaliação de isoladores poliméricos envelhecidos naturalmente, com o objetivo de obter dados para orientar as concessionárias por ocasião de falha em uma linha de transmissão devido ao isolador polimérico. O projeto também analisa as causas da falha do isolador polimérico. Também auxilia, há mais de 15 anos, na avaliação de isoladores poliméricos instalados na linha de corrente contínua da Eletrobras Furnas.

#### **Laboratório de Computação Intensiva (LABCIN)**

O LABCIN foi inaugurado em dezembro de 2006 com o objetivo de prover o CEPEL de um ambiente para desenvolvimento e execução de aplicações de alto desempenho utilizando computação paralela.

O LABCIN é utilizado para desenvolvimento, com processamento paralelo, do modelo NEWAVE (Modelo oficial do Setor Elétrico Brasileiro) utilizado no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo (ONS) e nos Estudos de Planejamento da Expansão (EPE) e no modelo DECOMP utilizado no Planejamento de Curto Prazo (ONS) e na determinação do Preço de Liquidação das Diferenças (CCEE).

#### **Laboratório de Avançado de Supervisão e Controle (LASC)**

Este laboratório tem como objetivo prover uma infra-estrutura adequada para o desenvolvimento e demonstração do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), sistema computacional de grande porte voltado para a operação em tempo-real de sistemas elétricos.

O laboratório reproduz um ambiente similar ao existente nos modernos Centros de Operação do Sistema de empresas de energia elétrica. Neste ambiente, os métodos e algoritmos pesquisados podem ser testados e validados utilizando-se modelos e dados provenientes da rede em tempo-real.

O laboratório também estabelece uma plataforma de aperfeiçoamento, incorporação e demonstração de novas funcionalidades e customização de produtos.

O sistema agrega todas as funcionalidades típicas de um sistema de supervisão e controle moderno, além de diversos aplicativos para o gerenciamento de energia (análise de redes, simuladores, gerenciamento de dados históricos, controle automático de geração e outros). O sistema é atualizado e recebe novas funcionalidades de forma permanente, numa abordagem inovadora que evita a obsolescência dos sistemas instalados .

#### **Laboratório de Diagnóstico de Equipamentos e Instalações Elétricas (LabDig)**

No LabDig são desenvolvidas técnicas para monitoramento e diagnóstico de equipamentos. O objetivo é reduzir custos de manutenção e aumentar a confiabilidade dos equipamentos elétricos, cuja vida útil é, em média, de 25 anos. Estas técnicas, cada vez mais aprimoradas, têm também como finalidade a redução do percentual de falhas que ocorrem após intervenções para manutenção.

A investigação de causas de falhas nos equipamentos elétricos é tarefa complexa e a solução quase sempre é de caráter multidisciplinar. O laboratório reúne especialistas de várias áreas, que aliam a experiência laboratorial à de campo. Convênios com universidades resultam no desenvolvimento de softwares aplicados à avaliação e diagnóstico. Estudos sobre a aplicação de técnicas de IC (Inteligência Computacional) em (SADs) Sistemas de Apoio à Decisão dedicados ao diagnóstico de equipamentos elétricos a partir de bases de dados históricas de manutenções, também estão no escopo das atividades de pesquisa do laboratório.

Além disto, presta serviços de medição e de acompanhamento da recuperação de equipamentos e instalações para concessionárias, fabricantes e consumidores industriais. Também participa da investigação de causas de falhas para a emissão de laudos periciais e oferece cursos de treinamento para empresas contratantes.

### **Laboratório de Supercondutividade**

O Laboratório de Supercondutividade do CEPEL atua na pesquisa e no desenvolvimento de materiais e equipamentos supercondutores para o setor elétrico. Atualmente, suas principais linhas de pesquisa são: Processamento e caracterização de Supercondutores de Alta Temperatura (métodos de processamento de supercondutores cerâmicos de alta temperatura crítica, com ênfase no sistema Bi-Sr-Ca-Cu-O, e processamento e caracterização de fitas de Bi-2223 e de blocos de Bi-2212); aplicação de supercondutores em limitadores de corrente de curto-circuito (limitadores que se baseiam na rápida transição do estado supercondutor para o estado normal quando da ocorrência de um curto-circuito).

## **DESAFIOS E RESULTADOS DAS PESQUISAS DESENVOLVIDAS PELO CEPEL**

### **Desenvolvimento Sustentável da Hidroeletricidade no Brasil**

Para enfrentar o desafio de desenvolver seu potencial hidroelétrico de forma sustentável, o Brasil tem desenvolvido procedimentos estruturados de planejamento e operação com base em um conjunto de metodologias e estudos. Nestes procedimentos, aspectos socioambientais são considerados desde o início do planejamento da expansão e durante todo o processo decisório, e monitorados continuamente ao longo do ciclo de vida dos projetos.

Os estudos consideram diferentes horizontes de tempo e sucessivas aproximações que interagem com os procedimentos de planejamento do setor elétrico. Por exemplo, estudos estratégicos de longo prazo, que analisam diferentes opções para aproveitamento das diversas fontes de energia do país e sua futura matriz energética, estabelecem recomendações para as bacias hidrográficas a serem priorizadas nos estudos de inventário. Nos planos decenais de expansão, são analisadas as condições de atendimento ao mercado considerando projetos hidroelétricos já avaliados pelo menos em nível de inventário, juntamente com outras fontes de energia elétrica. Para alguns projetos específicos, a duração prevista dos estudos ambientais e de engenharia envolvidos é detalhada. Os programas de expansão são estabelecidos visando futuros leilões para compra de energia de novos empreendimentos de geração e de transmissão. Os estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental para os novos projetos de geração são identificados, realizados anualmente e consolidados no plano decenal de expansão.

O desenvolvimento de novas usinas hidroelétricas compreende cinco etapas. Inicia-se com a Estimativa do Potencial Hidroelétrico (1), que consiste em uma análise preliminar das bacias,

considerando características topográficas, hidrológicas, geológicas e ambientais, fornecendo uma primeira indicação do potencial e do custo estimado para seu desenvolvimento. O Estudo de Inventário (2) compara diferentes alternativas de divisão de quedas, para selecionar a melhor relação entre custos, benefícios energéticos e impactos socioambientais. Como parte do estudo, os projetos da alternativa selecionada são submetidos a uma avaliação ambiental integrada, necessária para futuro licenciamento. Estes projetos são incluídos em uma lista nacional de projetos aprovados e disponibilizados para inclusão nos planos de expansão. A etapa de Viabilidade (3) inclui estudos técnicos, energéticos, econômicos e socioambientais mais detalhados para identificar os melhores projetos para implementação.

Um ponto importante do regime regulatório é a compra de energia de novas usinas pelas concessionárias de distribuição baseada em leilões públicos. Os projetos hidroelétricos necessitam de uma licença prévia (LP) para se qualificar aos leilões. Esta LP é obtida junto às agências ambientais durante a etapa de Viabilidade, com base em estudos de impactos ambientais (EIA) e relatórios de impactos ambientais (RIMA). Cada LP é debatida em audiências públicas, e considera usos múltiplos da água. Após o leilão, o vencedor se torna responsável pela etapa de Desenvolvimento do Projeto Básico (4), cujos estudos detalhados incluem a elaboração do plano ambiental básico, para solicitação da licença de instalação (LI). Somente após a obtenção da LI os trabalhos de construção podem ser contratados. Finalmente, na etapa de Projeto Executivo (5), são decididas todas as medidas necessárias à implantação do reservatório, incluindo a implementação de programas socioambientais, devendo ser requerida a licença de operação (LO).

Finalizada a construção, passa-se ao enchimento do reservatório e início da operação, que é acompanhada de ações de monitoramento e eventual correção de problemas. A geração é coordenada com as demais usinas do país pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de forma a otimizar o sistema hidroelétrico brasileiro. Esta coordenação é realizada com o uso de uma cadeia de modelos de otimização, também usada nos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico.

A aplicação da cadeia de modelos de otimização em todo o processo decisório é outro instrumento importante para o desenvolvimento sustentável dos recursos do potencial hidroelétrico brasileiro. A cadeia é composta por modelos com diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhamento na representação do sistema. Todos os modelos estão em desenvolvimento contínuo pelo CEPEL para um planejamento da expansão do sistema energético brasileiro integrado e sustentável, e têm sido usados pelas entidades do setor elétrico, concessionárias e agentes. A cadeia cobre o desenvolvimento de metodologias e programas computacionais nas áreas de meio ambiente, planejamento da expansão da geração, planejamento e programação da operação, hidrologia estocástica, recursos hídricos e ventos, análise financeira de projetos e tarifas, e técnicas computacionais aplicadas a sistemas hidrotérmicos.

### ***Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas***

Instrumento fundamental para um melhor aproveitamento do potencial hidroelétrico dos rios brasileiros, o Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas reúne, em 660 páginas, metodologias, critérios e procedimentos a serem adotados nos estudos de inventário. A sua versão em língua inglesa foi concluída em 2010.

O Ministério de Minas e Energia (MME) contratou o CEPEL para coordenar o processo de revisão do Manual de Inventário, concluído em 2007, e que teve foco especial nas questões ambientais e de usos múltiplos da água, adotando a Avaliação Ambiental Integrada como instrumento complementar aos estudos do potencial hidroelétrico de bacias. Para apoiar a revisão, foi criado um Grupo de Trabalho, formado por técnicos do MME, do Ministério do Meio Ambiente (MMA), do CEPEL, da Eletrobras, de Furnas, da Chesf, da Eletrosul, da Eletronorte, da Agência Nacional de



Energia Elétrica (Aneel), da Agência Nacional de Águas (ANA) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além de representantes de associações de classes e de empresas com experiência na realização de inventários.

A nova edição contribui para agilizar o licenciamento de novas usinas hidroelétricas. Nela, foram incorporados os avanços na legislação ambiental, a Política Nacional de Recursos Hídricos, o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e a reestruturação do setor elétrico.

O CEPEL desenvolveu um sistema computacional para apoiar a realização de inventários hidroelétricos. Trata-se do Sinv – Sistema para Estudos Socioambientais, Energéticos e de Seleção das Alternativas nos Estudos de Inventário Hidroelétrico, que permite o armazenamento das informações e de dados utilizados nos estudos de inventário. O Sinv facilita não só a realização dos estudos como também sua análise e revisão.

A apresentação dos resultados dos Estudos de Inventários em diversos fóruns nacionais e internacionais e a utilização do Manual para realização de Estudos de Inventários de bacias hidrográficas bi-nacionais, bem como a importância de divulgação internacional, no sentido de demonstrar o desenvolvimento de forma sustentável do potencial hidroelétrico do país, e de apresentar o grau avançado de desenvolvimento técnico, institucional e legal do setor elétrico brasileiro, levou o MME a investir na tradução deste Manual para o inglês. Considerando o profundo caráter técnico do Manual, o MME mais uma vez incumbiu o CEPEL de coordenar esta tradução.

Hoje, o Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas está disponível nos sites do CEPEL, da Eletrobras, do MME e da Agência Internacional de Energia (AIE).

### ***Cadeia de Modelos Computacionais para o Planejamento da expansão e operação do sistema de geração brasileiro de energia elétrica***

Em um sistema com as características do sistema brasileiro, é indubitável o ganho obtido pela coordenação e otimização do planejamento da expansão e da operação do parque gerador. No entanto, essa coordenação é bastante complexa do ponto de vista técnico. Por isso, foi necessário o desenvolvimento, com tecnologia nacional, de modelos matemáticos e programas computacionais para dar suporte às decisões.

Esses desenvolvimentos vêm sendo realizados há mais de 30 anos pelo CEPEL, com participação técnica e suporte financeiro da Eletrobras e de suas Empresas e apoio das demais empresas do setor. No planejamento da expansão, um dos desafios é definir planos e estratégias de investimentos para construção de novas usinas, de novos troncos de interconexão e gasodutos e de bacias para extração de gás que assegurem um suprimento confiável e de menor custo para a demanda futura de eletricidade. O planejamento do setor energético é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), com o auxílio de estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O CEPEL tem contribuído para essa atividade, por meio do desenvolvimento de uma cadeia de metodologias e programas computacionais, cujos principais modelos são o Melp e o Newave. Aspectos importantes, como os socioambientais e de uso múltiplo da água, passam a ser considerados de forma mais completa na elaboração de inventários de bacias hidrográficas. Da mesma forma, a avaliação ambiental integrada passa a ser considerada desde as fases iniciais do processo de planejamento.

Por outro lado, também é necessário definir uma estratégia ótima para a operação do sistema elétrico brasileiro. O planejamento, a programação e o despacho centralizados dos recursos de geração são realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Para esse fim, o Centro

desenvolveu uma cadeia de metodologias e programas computacionais, cujos principais modelos são o Newave, o Decomp e o Dessem. Em uma primeira etapa, definem-se metas ótimas de geração hidrelétrica e termelétrica para as diversas regiões do País, bem como intercâmbios energéticos entre elas (Newave). Em uma segunda etapa, são definidas as metas ótimas semanais de geração para cada usina hidrelétrica, considerando-se restrições locais (Decomp). Posteriormente, essas metas de geração são refinadas na programação da operação do dia seguinte, levando em consideração a cronologia da curva de carga, restrições operativas no nível de unidades geradoras e a modelagem linear da rede elétrica (Dessem). Os custos marginais fornecidos pelos diversos modelos são utilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, para formar a base do preço do mercado de curto prazo.

Compõem também essa cadeia modelos para previsão e geração de cenários sintéticos de vazões aos diversos aproveitamentos hidrelétricos, estudos de prevenção de cheias, análise de investimentos em projetos de geração de energia e metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico, além da avaliação do potencial energético de sistemas isolados.

O CEPEL possui um Laboratório de Computação Intensiva (Labcin), onde são estudadas aplicações de técnicas de processamento distribuído a programas computacionais, como o Newave, o Suishi e o Decomp, com o objetivo de reduzir significativamente o seu tempo de processamento.

#### ***Coordenação entre planejamentos da expansão de longo e curto prazos***

Dadas as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro, dos prazos de maturação dos projetos de geração e transmissão e dos estudos que antecedem sua concepção, o planejamento da expansão desse sistema é usualmente conduzido em duas etapas interligadas: o planejamento de longo prazo e o planejamento de curto prazo.

No planejamento de longo prazo, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), com o auxílio de estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), analisam-se as estratégias de desenvolvimento do sistema, a composição futura do parque gerador, dos principais troncos de transmissão e gasodutos e de bacias para extração de gás. Sua periodicidade é de quatro a cinco anos, abrangendo um horizonte de 30 anos, e seu principal produto é o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico, dentro do Plano Nacional de Energia. No planejamento de curto prazo, é elaborado o programa de obras relativo à expansão da geração e da transmissão, definindo os empreendimentos e sua alocação temporal. Sua periodicidade é anual, abrangendo um horizonte de dez anos, e seu principal produto é o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica.

No caso do planejamento de longo prazo, o CEPEL, com o apoio da Eletrobras, desenvolveu o Modelo para Expansão da Geração (Melp). A partir das informações de projeções de consumo de energia elétrica para cada um dos subsistemas considerados, das opções tecnológicas e custos das fontes de geração (incluindo o inventário de bacias hidrográficas) e dos impactos socioambientais, o Melp elabora uma estratégia de implementação de projetos de geração e de troncos de interligação, visando minimizar os custos de investimento e operação e o atendimento aos critérios de confiabilidade.

Naturalmente, em virtude do horizonte de tempo considerado, a representação do sistema no Melp é necessariamente simplificada. Assim, a estratégia resultante é refinada quando se vai para o horizonte decenal. Neste último caso, é utilizado um modelo mais detalhado de representação do sistema: o Newave. Na realidade, esse modelo faz a “ponte” não apenas entre os planejamentos da expansão de longo e curto prazos, mas também entre os planejamentos da expansão e da operação.

No resgate do Planejamento como uma função de estado, nos horizontes de curto, médio e longo prazos, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou, com base nos estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os Planos Decenais de Energia Elétrica 2006/2015, 2007/2016, 2008/2017, 2010/2019 e 2011/2020 e o Plano Nacional de Energia 2030. Nesses planos, foram utilizados, intensivamente, os modelos Newave e Melp.

É motivo de grande satisfação para o CEPEL, a oportunidade dada ao Centro para a contribuição nesse esforço, por meio da atuação de seus pesquisadores e do desenvolvimento do Newave e do Melp.

### ***Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras - IGS***

O CEPEL vem desenvolvendo desde 2007 e em parceria com a Eletrobras, o projeto IGS – Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras. O IGS é um projeto da carteira institucional do Centro, que teve como intuito inicial a definição de um conjunto de indicadores para a Dimensão Socioambiental da Sustentabilidade, e o desenvolvimento de um Banco de Dados capaz de armazenar, consolidar, e auxiliar a análise dos indicadores propostos. O trabalho consiste em estabelecer um conjunto de indicadores que permita às empresas Eletrobras avaliarem seu desempenho em relação à chamada triple bottom line, ou seja, às três dimensões da sustentabilidade: os resultados econômicos, ambientais e sociais de suas atividades.

O projeto foi desenvolvido em etapas. Além da definição dos indicadores, o trabalho também envolveu a criação de um banco de dados para armazenamento, edição, tratamento, consulta e visualização de cada informação relacionada aos indicadores. Outros indicadores ou novas funcionalidades poderão ser incorporados ao sistema de acordo com a demanda das empresas. Dados os resultados positivos do Projeto IGS para a Dimensão Socioambiental, foi solicitada pela Eletrobras a ampliação de seu escopo, passando a abranger também as demais dimensões da Sustentabilidade (Social, Econômico-financeira, Eficiência Energética e Pesquisa & Desenvolvimento + Inovação). As pesquisas têm avançado neste sentido e na implementação do Banco de Dados para a Dimensão Socioambiental. Os resultados estão sendo publicados em Relatórios Técnicos e artigos em Congressos.

### ***Metodologias e Programas Computacionais na área de Planejamento e Operação Elétrica***

O CEPEL vem desenvolvendo, ao longo de 40 anos, com a participação intensa do Sistema Eletrobras e o apoio dos técnicos de empresas e universidades, um conjunto de metodologias e programas computacionais para análise, planejamento, operação, controle e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro. Os programas computacionais do Centro possibilitaram uma sólida capacitação nacional nessas áreas de conhecimento.

Os programas Anarede, NH2, Flupot, Plantac, entre outros, permitem realizar análises e estudos para o planejamento da operação e da expansão do sistema de transmissão, tendo ampla utilização em todo o setor elétrico. O seu desenvolvimento e aperfeiçoamento são contínuos.

Recentemente, foram implementados novos algoritmos no programa Anarede, que o capacitaram a efetuar a avaliação de segurança estática de sistemas elétricos de potência. Estes algoritmos evoluirão em breve para permitir a avaliação de segurança dinâmica.

A integração do programa Flupot com o programa Anarede foi aperfeiçoada, trazendo ganhos expressivos para a execução de estudos voltados para a ampliação e reforço do sistema interligado nacional.

O Plantac vem sendo cada vez mais utilizado pelas empresas de distribuição da Eletrobras. Voltado para o planejamento da transmissão, possibilita, através de algoritmo baseado em custos marginais de confiabilidade, uma sugestão da localização de novos circuitos no sistema. Analisa também a possibilidade de postergações de obras previstas no cronograma original de um plano de expansão da transmissão plurianual, através da verificação de uma relação custo-benefício entre as alternativas de expansão da transmissão geradas.

Para se reduzir a vulnerabilidade do sistema a perturbações, que podem causar danos a equipamentos, instabilidade da carga ou entre as usinas geradoras, além de desligamentos em cascata e blecautes, são fundamentais os estudos do comportamento dinâmico do sistema, que podem ser realizados com a utilização dos programas Anatem e Pacdyn. A integração entre os dois programas foi aperfeiçoada, permitindo a utilização do mesmo banco de dados de modelos dinâmicos. Foram desenvolvidos novos blocos para composição de controladores definidos pelo usuário. O programa auxiliar CDUedit, que permite que o desenho de diagramas de blocos de controle que são exportados para o Anatem e o PacDyn, foi atualizado para permitir a manipulação dos novos blocos de controle.

Ainda com relação à segurança e à qualidade operativa da rede elétrica, dispõe-se do programa Anafas, que auxilia no dimensionamento de equipamentos, na coordenação da proteção do sistema, e do HarmZs, que determina os níveis de distorção harmônica. Neste último foram desenvolvidos recentemente novos algoritmos e facilidades que tornam mais simples realização de estudos de acesso à Rede Básica.

Mantidos no estado da arte, os programas estão sendo integrados por meio de uma base de dados comum (sistema Sapre). Recentemente foi atualizada a interface do Sapre com o modo de estudos de tempo real (sistema Sage) permitindo a realização de estudos de fluxo de potência e curto-circuito a partir de dados históricos oriundos da operação do sistema.

### ***Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – Sage***

O Sage é um sistema computacional de grande porte, do tipo Scada/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System), desenvolvido e mantido no estado da arte pelo CEPEL para a missão crítica de supervisão, controle e gestão de sistemas elétricos em tempo real. O sistema habilita a aquisição, o armazenamento e a análise, em tempo real, de todas as informações necessárias para operação de um sistema elétrico, seja a partir de um centro local, regional ou nacional. Além disso, simula sua operação, antecipa problemas e aconselha o operador para uma situação ótima.

O Sage já alcançou posição de absoluto destaque nesta função estratégica de operação em tempo real de nossa rede de transmissão em alta tensão. De fato, a maioria das grandes concessionárias de transmissão e distribuição do País, incluindo as Empresas Eletrobras, confia a operação de seu sistema elétrico ao Sage, algumas de forma exclusiva. Estes são alguns exemplos: em Furnas, o Sage foi padronizado como o sistema de supervisão e controle de suas subestações; na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), foi escolhido para o Centro de Operação do Sistema, os centros regionais e os novos centros locais; na Eletrosul, foi adotado para gerenciar todo o seu sistema elétrico, por meio do Centro de Operação da Transmissão e centros de telecontrole; na Eletronorte, equipa o Centro de Operação do Sistema e Centros Regionais.

Além das empresas Eletrobras, transmissoras e distribuidoras importantes no país, como a CTEEP, a CEEE, a Celg, a Cosern, a Coelba e muitas outras confiam no Sage para a operação dos seus sistemas de transmissão. Com isso, o Sage já detém a responsabilidade pelo gerenciamento da grande maioria da malha de transmissão de energia elétrica em alta tensão do País, com mais de 600 instalações em nosso sistema elétrico.

Operando também como solução tecnológica do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), centro de maior hierarquia do sistema de supervisão e controle do Sistema Interligado Nacional, desde 1999, o Sage tem alargado, continuamente, seu escopo de aplicação por meio de novos desenvolvimentos.

Como exemplo mais significativo neste sentido, foi concluída em 22/12/2013 e já está em operação, a primeira fase do projeto REGER (Rede de Gerenciamento do ONS), projeto desenvolvido em consórcio com a Siemens, que visa à substituição de toda a infraestrutura de supervisão e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico por um novo SCADA/EMS virtual. Esse sistema inovador, baseado no Sage, é composto por um conjunto de Sistemas de Supervisão e Controle instalados em Brasília, Rio de Janeiro, Recife e Florianópolis, fortemente integrados e redundantes, com a missão de controlar a operação em tempo real de toda a malha de transmissão e geração que compõe o Sistema Interligado Nacional.

Este projeto, especial e único tanto pela responsabilidade quanto por sua concepção global sofisticada, prossegue, em sua Fase 2, com a previsão de desenvolvimento e incorporação de ferramentas ainda mais avançadas para suportar a missão do ONS.

### ***Sistema Integrado de Análise de Perturbações - Sinape***

O SINAPE é um ambiente completo de software voltado para análise de perturbações em sistemas elétricos a partir de arquivos de oscilografia. Oferece aplicativos com sofisticados recursos para visualização, edição, interpretação, cálculos e análise de registros de oscilografia. Foi desenvolvido e testado em cooperação com as principais concessionárias de energia elétrica do país.

O SINAPE foi construído para atender aos requisitos de um Centro de Análise de Oscilografia:

- Visualização e edição de sinais de oscilografia;
- Medição de grandezas associadas às perturbações;
- Funções e cálculos avançados de apoio, tais como, componentes simétricos, análise harmônica, cálculo de impedância, funções matemáticas diversas etc;
- Interface gráfica poderosa para facilitar a visualização e análise de oscilogramas.

Através de desenvolvimento mais recente o alcance do projeto foi estendido com o produto Sinape.Net, que visa a aumentar significativamente a produtividade dos processos de análise de perturbações, tipicamente complexos e onerosos para as concessionárias. Dentre os muitos recursos do Sinape.Net destacam-se:

- Acesso à central de oscilografias da empresa através de interface web;
- Análise automática dos arquivos, classificando os distúrbios para facilitar a identificação das ocorrências de maior interesse;
- Cálculo automático da localização da falta em linhas de transmissão;
- Arquivamento programável dos arquivos de oscilografia, segundo resultados da análise automática.

O Sinape/Sinape.Net tem sido escolhido como a ferramenta para o processo de Análise de Perturbações por empresas Eletrobras (particularmente Eletrosul e Furnas) e também pelo ONS e concessionárias como Light, Ampla, State Grid, Taesa e outras.

### ***Desenvolvimento de tecnologias de alta capacidade para transmissão de energia elétrica a longas distâncias***

Ao longo dos últimos 20 anos, o CEPREL, junto com as Empresas Eletrobras e interagindo com universidades e fabricantes no País, desenvolveu programas computacionais para a aplicação da

tecnologia LPNE (Linha de Transmissão com Potência Natural Elevada) e evoluiu o conceito, empregando um projeto inovador no segundo circuito de interligação norte-nordeste, 500 kV, com quatro condutores/fase, concepção conhecida como "feixe expandido". Atualmente, o sistema elétrico brasileiro dispõe de mais de 4000 km de LPNE, 230 kV e 500 kV, funcionando adequadamente e com alto grau de confiabilidade. Os estudos teórico-experimentais em desenvolvimento no CEPEL, empregando LPNE, chegam a configurações de 500 kV, com 6 condutores/fase, distância fase-fase de 5,5 m e potência natural de 2.100 MW, representando um aumento de mais de 200 % na potência natural da primeira linha de 500 KV implantada no Brasil.

O grande desafio do sistema elétrico brasileiro, no século 21, é transmitir grandes blocos de energia elétrica entre a região amazônica e as regiões sudeste e nordeste com confiabilidade e mínimo impacto ambiental possível. Para tanto, uma alternativa a ser estudada é a tecnologia LPNE em Ultra-Alta Tensão (UAT) em CA. Aplicações de LT em UAT em CC devem também ser desenvolvidas com feixes com maior número de sub-condutores por polo.

A P&D de tecnologias para LT em UAT requer atividades teóricas e experimentais, em laboratório, por meio de ensaios que representem condições similares àquelas de seu uso real.

Nesse contexto, para análise de viabilidade técnica de novos arranjos de LT em UAT e avaliação teórica de seus ganhos em capacidade, são necessários estudos, modelagens e simulações computacionais. As avaliações por simulações, por sua vez, não são suficientes para possibilitar a utilização de novas tecnologias. São necessárias pesquisas experimentais complementares, utilizando-se protótipos construídos a partir das soluções indicadas pelas simulações. Portanto, há de se dispor de uma infraestrutura laboratorial que possibilite experimentos ao tempo e em condições atmosféricas controladas, bem como sob condições de chuva artificial.

Está em fase de construção no CEPEL, tendo já sido realizado o comissionamento parcial das diversas fontes de alta tensão e alguns ensaios ao longo do ano de 2013, um Laboratório de UAT em ambiente externo, ou seja, ao tempo, localizado na sua Unidade de Adrianópolis, destinado a realizar pesquisa experimental em arranjos de LT, bem como de outros equipamentos e dispositivos necessários para a transmissão de energia a grandes distâncias. Esse laboratório estará capacitado para realizar ensaios elétricos em configurações de LT até a classe de tensão de 1.200 kV em CA e  $\pm 800$  kV em CC, níveis estes adequados para atender os requisitos previstos para aplicação de tecnologias de transmissão em UAT no Brasil. Para essa infraestrutura o CEPEL contou com recursos do Ministério das Minas e Energia - MME, das Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobras, do Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT, da Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP e do Banco Mundial.

Há pesquisas experimentais, no entanto, cujos resultados não são tecnicamente aceitáveis quando realizadas ao tempo, por dependerem de condições ambientais controladas em termos de vento, chuvas, temperatura, umidade e pressão ou em termos de compatibilidade eletromagnética. Exemplos desses casos são: ensaios dielétricos, quer sejam a seco ou sob chuva artificial, ensaios de corona e de tensão de radiointerferência (TRI), ensaios de descargas parciais, entre outros, os quais, se forem realizados ao tempo, apresentam resultados com grande incerteza e com dificuldades para serem repetidos ou reproduzidos. Além disto, ensaios tais como a medição de descargas parciais, medição de TRI, que envolvem registros de sinais de pequena amplitude em uma variada gama de frequências, em muitos casos, apresentam dificuldades para sua realização ao tempo. Estas condições desfavoráveis impedem inclusive a elaboração de especificações e normas técnicas.

As atuais instalações do CEPEL para a realização de atividades experimentais em condições controladas estão limitadas à realização dos ensaios necessários aos estudos de LT até 550 kV CA. Mesmo assim, ensaios tais como a determinação da tensão disruptiva tanto para 60 Hz, quanto para

impulsos de manobra, não podem ser realizados adequadamente para esse nível máximo de tensão. Estes ensaios são básicos e fundamentais para as atividades de pesquisa experimental aplicada à LT. Algumas avaliações para sistemas de 765 kV podem ser realizadas, porém, com limitações em relação aos procedimentos normalizados. No contexto do Brasil, e mesmo da América do Sul, não há outros laboratórios com capacitação para realizar pesquisa experimental dessa natureza em sistemas classe 550 kV ou superior.

Portanto, para complementar a infraestrutura laboratorial existente e tornar possível a pesquisa experimental plena para P&D em tecnologias de LT em UAT, há necessidade de um laboratório com blindagem eletromagnética adequada e que possibilite experimentos em condições atmosféricas controladas e sob chuva artificial e o CEPEL já está planejando a construção de um novo laboratório com estas características.

Os resultados obtidos com as pesquisas a serem desenvolvidas no Laboratório de UAT serão utilizados no aperfeiçoamento dos modelos computacionais e dos programas de cálculo, desenvolvidos no CEPEL, para otimização de arranjos de configurações de LT com o conceito de LPNE. Esses programas terão grande importância nos projetos de desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade do Amazonas, na expansão das LT das Empresas Eletrobras, como Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul e também nos projetos de integração elétrica da América Latina, analisados pela Eletrobras e governos de países como Peru, Argentina, Uruguai, etc.

Estas novas instalações, a exemplo das demais existentes no CEPEL, visam prover o País, conforme os objetivos de constituição e atuação do Centro, de uma infraestrutura científica e de pesquisa, para o desenvolvimento de tecnologias avançadas no campo dos equipamentos e sistemas elétricos, aberta a parcerias com instituições de ensino e pesquisa, empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e fabricantes.

### ***Campos eletromagnéticos***

Ao longo das últimas décadas, a preocupação de setores da sociedade com possíveis efeitos da exposição humana a campos eletromagnéticos manifestou-se por meio de ações e embargos judiciais, com consequentes atrasos no cronograma de obras e com possíveis riscos para a confiabilidade do sistema elétrico, além de prejuízos para a sociedade e a tranquilidade das pessoas. A busca por uma solução para estes questionamentos levou à elaboração de uma legislação federal (Lei 11934 / 2009), regulamentada em 2010 pela Aneel, com novas exigências para as empresas do Setor Elétrico Brasileiro.

Neste contexto, o CEPEL vem tendo atuação ampla, em apoio ao Ministério de Minas e Energia - MME, às empresas Eletrobras e a todo o Setor Elétrico Brasileiro. Como integrante do Conselho Consultivo da Organização Mundial de Saúde (OMS), representando o MME, o CEPEL participa das definições do plano de pesquisa em campos eletromagnéticos e da definição dos limites de campos recomendados pela OMS.

O CEPEL desenvolve metodologias de medição e simulação de campos, que permitem avaliar a compatibilidade das instalações do sistema elétrico brasileiro de acordo com as diretrizes e normas referendadas pela OMS, e determinadas pela regulamentação da Aneel. Em 2013, o CEPEL elaborou os textos das contribuições da Eletrobras e do MME para a Audiência Pública aberta pela Aneel visando a revisão das Resoluções Normativas 398 e 413.

### ***Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações***

O CEPEL vem desenvolvendo sistemas computacionais (hardware e software, bem como métodos de avaliação e diagnóstico para uso nas atividades de apoio à tomada de decisões das áreas de engenharia de manutenção e operação de equipamentos de geração e transmissão de energia

elétrica. Seus principais sistemas são o SOMA, para monitoração, diagnóstico e prognóstico da condição operacional de equipamentos e instalações de geração elétrica, e o DianE, para análise e diagnóstico de equipamentos de subestações. Técnicas de medição e diagnóstico são desenvolvidas no Labdig – Laboratório de Diagnóstico de Equipamentos e Instalações.

O SOMA emprega conceitos mais modernos da tecnologia da informação na monitoração em tempo real das grandezas mais relevantes da operação do equipamento, juntamente com técnicas de inteligência computacional. Visa o diagnóstico precoce de falhas e o prognóstico do tempo de operação adequado até a parada para manutenção. Suas aplicações mais comuns são em equipamentos rotativos de geração elétrica (hidro e termogeradores), podendo também ser empregado em instalações elétricas e industriais de outra natureza.

O DianE foi desenvolvido pelo CEPEL no âmbito de sua carteira de projetos institucionais e patrocinado pelas empresas Eletrobrás. O principal objetivo do DianE é a integração das informações relativas à avaliação de estado dos equipamentos da área de transmissão, como transformadores de potência, reatores, disjuntores, chaves seccionadoras, pára-raios, buchas, comutadores de derivação, transformadores de corrente e de potencial, dentre outros. Para tal, utiliza uma metodologia original de integração de análises e diagnósticos adaptada do processo RCM (Reliability Centered Maintenance) que reúne diferentes técnicas. Assim, a partir das evidências disponíveis (on-line e off-line), gera um grau de risco para cada possível causa de falha de cada equipamento cadastrado. A partir da padronização e da integração das técnicas disponíveis para análise de equipamentos em um ambiente único - capaz de acessar dados das mais diversas procedências e de proporcionar amplo acesso às informações corporativas, além de favorecer a tomada de decisões sobre as prioridades da manutenção -, o DianE foi projetado para auxiliar as empresas na busca de uma maior confiabilidade e disponibilidade operativa.

O LabDig se dedica às pesquisas experimentais de laboratório e de campo para o desenvolvimento e a aplicação de técnicas de monitoramento e diagnóstico, visando garantir condições operativas adequadas para os equipamentos e instalações do sistema elétrico brasileiro. O laboratório também realiza estudos, perícias técnicas, investigações sobre causas de falhas e avaliações de equipamentos e instalações.

O objetivo é reduzir custos de manutenção e aumentar a confiabilidade dos equipamentos elétricos, cuja vida útil é, em média, de 25 anos. Estas técnicas, cada vez mais aprimoradas, têm também como finalidade a redução do percentual de falhas que ocorrem após intervenções para manutenção.

### ***Coordenação de isolamento e transitórios eletromagnéticos***

O CEPEL participa de Grupos de Estudos do Sistema de Transmissão de Belo Monte, criados e coordenados pela EPE. Os resultados dos trabalhos realizados por estes Grupos de Estudos fazem parte do Relatório R2, emitido pela ANEEL, quando da realização da licitação para construção e implantação do Sistema de Transmissão de Corrente Contínua  $\pm 800$  kV, que transmitirá para a região sudeste do Brasil grande parte da energia gerada pela Usina de Belo Monte.

Foram realizados estudos referentes à simulação de transitórios eletromagnéticos, bem como análise dos efeitos dos resultados destes estudos sobre equipamentos elétricos, visando analisar e resolver problemas advindos de distúrbios ocorridos em subestações do sistema de transmissão de Furnas (entre elas, Foz do Iguaçu, Brasília Geral e Grajaú). Os resultados destes estudos são utilizados por Furnas em negociações com órgãos como Aneel, ONS e MME e para aplicação direta em seu sistema de transmissão.

Participação no Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento, criado pela Eletrobras e coordenado pelo CEPEL (DRE). Este trabalho, que continua em andamento, tem por missão emitir



um relatório contendo os critérios de planejamento, que serão discutidos, para possível adoção, pelas empresas Eletrobras, na expansão do seu sistema de transmissão. O CEPEL apresentou, dentro deste Grupo de Trabalho, os resultados dos estudos destinados a verificar a aplicabilidade de sistemas de extra-alta tensão, em corrente alternada, na transmissão, de grandes blocos de potência a longas distâncias.

### ***Desenvolvimento de Tecnologias e Pesquisa Experimental em Distribuição***

Dentre as pesquisas do CEPEL no segmento de distribuição de energia elétrica encontra-se o desenvolvimento de novas alternativas em equipamentos e sistemas para medição e gerenciamento de energia elétrica, que já apresentou diversas soluções inovadoras que resultaram em patentes depositadas e concedidas no Brasil e no exterior. O Centro também está ampliando sua infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental e desenvolvimento de novas tecnologias que atendam as necessidades das redes de distribuição do futuro.

Com relação às inovações desenvolvidas pelo CEPEL, nesta linha de pesquisa, destacam-se a medição centralizada, o medidor para medição direta de correntes de até 800A, o sistema de telecomando para gerenciamento de cargas e tarifas, o medidor de Ampère-hora e, a mais recente, os transformadores de instrumento auto-monitorados.

Atualmente, o CEPEL vem se dedicando ao desenvolvimento de uma infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental e avaliação de soluções relacionadas ao conceito de “Redes Elétricas Inteligentes” (Smart Grids). Neste contexto, o CEPEL participa do projeto para aplicação deste conceito na cidade de Parintins, na região norte do Brasil, com vistas à criação de um modelo de referência a ser aplicado nas Empresas de Distribuição da Eletrobras. Além disso, integra o grupo de trabalho no MME para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para implantação de um programa brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes.

Outro ponto que tem sido foco do CEPEL é a participação no grupo de trabalho composto pela ELETROBRAS e a Confederação Nacional da Indústria (CNI) visando promover a Qualidade e Eficiência Energética de transformadores de distribuição. Este programa espera premiar os fabricantes que obtiverem melhor desempenho com um Selo de Qualidade estimulando a modernização do parque industrial, a proteção da indústria nacional e o início do processo de certificação de equipamentos, de acordo com as exigências das normas técnicas.

### ***Pesquisa experimental em energia solar***

As plantas de geração heliotérmica produzem energia elétrica a partir da conversão da energia solar em calor com alta temperatura com emprego de diferentes arranjos de espelhos e de concentradores da radiação solar direta. A terminologia utilizada de uma forma genérica para essas tecnologias de aproveitamento da energia solar na produção de energia elétrica é “Sistemas de Concentração de Potência Solar”, mais conhecida pelo termo em inglês Concentrated Solar Power - CSP.

O calor obtido pela concentração da energia solar é utilizado em um ciclo térmico convencional de potência, com emprego de turbinas a vapor ou a gás, ou com a utilização de motores Stirling. As aplicações cobrem uma faixa de potência bastante ampla (kW a MW) dependendo da tecnologia utilizada. Alguns sistemas preveem a armazenagem de energia para utilização durante períodos de baixa insolação ou até mesmo durante a noite. Os sistemas de CSP se baseiam em quatro tecnologias básicas: cilindros parabólicos, torre central, discos parabólicos e concentradores lineares Fresnel.

Com apoio dos ministérios de Minas e Energia (MME) e de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) o CEPEL elaborou uma proposta de implantação de uma planta heliotérmica piloto utilizando a tecnologia de cilindros parabólicos. Esta iniciativa consiste na primeira etapa de um

projeto maior que visa à construção de uma plataforma de pesquisa experimental em energia solar, nos moldes de plataformas de pesquisa existentes no exterior.

O aproveitamento da energia solar a partir de tecnologias de CSP requer níveis elevados de radiação solar direta e também condições topográficas adequadas, ventos de baixa velocidade, disponibilidade de infraestrutura de acesso (rodovias e aeroportos), disponibilidade de água para os sistemas convencionais de geração de vapor e para a limpeza dos espelhos, além de acesso ao sistema interligado para conexão à rede. Estudos prévios, considerando todos os fatores acima mencionados, identificaram a região de Petrolina no Estado de Pernambuco como adequada para a implantação da planta piloto. Com a interveniência da Secretaria de C&T do Estado de PE, parceira do CEPEL no projeto, uma área de 45 ha pertencente à Codevasf foi cedida para a instalação da plataforma de P&D em energia solar.

O projeto básico de engenharia da planta piloto foi concluído com recursos disponibilizados pelo MME. A primeira parcela dos recursos para a implantação da planta piloto já foi liberada pela Finep. Está sendo preparado o processo para a contratação de uma empresa de EPC (engineering, procurement, and construction) para elaboração do projeto executivo de engenharia da planta e para a realização da sua construção propriamente dita. A Universidade Federal de Pernambuco também participa do projeto como coexecutora. A Chesf tem apoiado o CEPEL neste projeto, com a experiência que vem sendo adquirida no processo de implantação de uma usina fotovoltaica de 3 MW, que será instalada no mesmo terreno de 45 ha cedido pela Codevasf.

A planta piloto terá potência elétrica líquida de 1 MW, com prazo estimado para a construção de 36 meses. Numa segunda fase, pretende-se instalar um sistema de armazenamento de energia.

### ***Laboratório de Células a Combustível***

O Laboratório de Células a Combustível do CEPEL (LabCelComb) foi criado em 2002, com base num projeto desenvolvido para a Chesf. Seus principais focos foram a construção, operação e avaliação de um protótipo de célula a combustível de membrana polimérica trocadora de prótons, com potência de 5 kW, o qual foi inteiramente projetado e construído no País.

O laboratório pesquisa, desenvolve e avalia tecnologias de sistemas de geração à base de células a combustível, seus componentes e materiais envolvidos – tanto em células a combustível que usam a tecnologia de membrana polimérica como aquelas baseadas na tecnologia de óxido sólido – tendo-se em vista a crescente importância desses sistemas no âmbito da geração distribuída de energia elétrica e sistemas de cogeração, bem como seu potencial impacto sobre o setor elétrico.

O CEPEL, por meio do Laboratório de Células a Combustível, participou, em parceria com o Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), de um projeto, também patrocinado pela Chesf, cujo objetivo foi desenvolver um reformador de etanol para produção de hidrogênio. No âmbito deste projeto diversos resultados técnico-científicos acerca de materiais (principalmente revestimentos para sistemas de purificação da corrente reformada e catalisadores), estudos de catálise heterogênea e cinética de reatores foram obtidos, bem como estudos básicos de engenharia de reatores e purificação do reformado foram desenvolvidos.

Também por intermédio do LabCelComb, o CEPEL integra a Rede de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em Células a Combustível do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), por meio da qual participa de projetos relativos ao estudo do comportamento de placas bipolares revestidas e do aproveitamento do rejeito térmico dos sistemas de reforma e de geração. Acerca desses temas já foram publicados diversos artigos e novos desenvolvimentos têm sido efetuados. Pesquisadores do LabCelComb também atuam, em parceria com a Coppe/UFRJ e a PUC-Rio, na

orientação de pesquisas de teses acerca de desenvolvimentos científicos nas áreas de atuação do laboratório.

Dessa forma, o LabCelComb encontra-se plenamente inserido na P&D de sistemas completos de geração de energia elétrica à base de células a combustível, incluindo-se a produção de hidrogênio a partir de combustíveis primários (gás natural) e de biomassa (etanol), bem como avaliação técnico-econômica de sistemas de geração de energia com células a combustível e tecnologias do hidrogênio, além dos estudos acerca do desenvolvimento e caracterização de materiais e componentes destes sistemas.

### ***Metodologias e ferramentas computacionais para avaliação de integridade estrutural***

O CEPEL possui relevante atuação na geração de conhecimento para atender ao parque termelétrico brasileiro. Com a conclusão do projeto Diatérmica, que consistiu no desenvolvimento de um software de medição e diagnóstico da condição operacional de equipamentos de geração termelétrica, integrado a metodologias de avaliação de integridade estrutural, o Centro partiu para novos desafios, a partir dos projetos Monitermo e Turbodiag.

As turbinas de geração termelétricas são equipamentos com um elevado grau de complexidade, e são sujeitas a grandes solicitações térmicas e dinâmicas.

O projeto Monitermo consiste num aprimoramento do seu projeto antecessor, o Diatérmica, e busca monitorar em campo não apenas temperatura, pressão e parâmetros de processo nas tubulações, mas também a taxa de deformação. A partir dessa taxa, é possível obter resultados muito mais precisos a respeito da vida residual de equipamentos. O projeto Monitermo foi concluído em 2012, gerando como produto um software capaz de calcular a vida remanescente de caldeiras e tubulações a partir de duas metodologias: a primeira, baseada no monitoramento da pressão e da temperatura de operação e a segunda, baseada na taxa de deformação destes mesmos componentes.

O Turbodiag visa ao desenvolvimento de uma nova ferramenta computacional voltada para monitoração e diagnóstico de turbinas de geração termelétrica. Esse projeto une os conhecimentos adquiridos pelo Centro ao longo de 15 anos, nas áreas de avaliação de integridade estrutural em usinas térmicas e de monitoração e diagnóstico em geradores de usinas hidráulicas. Este projeto, ainda em andamento, tem como maior desafio o monitoramento de um equipamento dinâmico, onde o processo de degradação envolve mecanismos conjugados de fadiga e fluência. Os modelos matemáticos para o cálculo da vida das turbinas estão em desenvolvimento. Numa etapa posterior, estes modelos serão integrados aos módulos de monitoramento que registram não só temperatura e pressão, mas também a taxa de deformação e vibração do equipamento.

Esses projetos estão sendo executados por meio de parceria com Eletrobras, Chesf, Eletronorte, Furnas, CGTEE e Tractebel. As instalações dos sistemas de monitoração da taxa de deformação referentes ao projeto Monitermo foram realizadas na Usina Presidente Médici, pertencente à CGTEE, ao passo que o sistema-piloto de monitoração de turbinas, gerado no escopo do projeto Turbodiag, foi instalado na Usina de Jorge Lacerda, pertencente à Tractebel.

Os projetos devem trazer considerável redução dos custos de manutenção, em virtude do aumento do espaçamento entre as paradas para manutenção preditiva, pois, em geral, esta apresenta caráter extremamente conservador, dado o desconhecimento dos estágios pontuais da degradação dos materiais envolvidos, quando da ausência da aplicação de técnicas como as desenvolvidas pelo CEPEL. Outro benefício dos projetos é a redução do número de paradas não programadas das usinas de geração termelétrica, uma vez que a manutenção corretiva se torna muito menos frequente pela monitoração e pela previsão acurada da degradação de cada componente.

**DENTRE AS DIVERSAS ATIVIDADES E PROJETOS DESENVOLVIDOS PELO CEPEL, AO LONGO DE 2013, PODEMOS DESTACAR, AGRUPADOS POR LINHAS DE PESQUISAS, OS SEGUINTE RESULTADOS ALCANÇADOS:**

**Planejamento da expansão e operação do sistema interligado**

- ***Projeto de internalização de metodologia de aversão a risco***  
Internalização nos programas computacionais Newave e Decomp, em função da Resolução CNPE-06 de março de 2013, da nova metodologia de aversão à risco CVaR (Conditional Value at Risk – Valor condicionado a dado risco). Esta metodologia foi aprovada pela CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico) em julho de 2013.

**Pesquisas relacionadas aos impactos ambientais de aproveitamentos energéticos**

- ***Projeto Balcar – Monitoramento das Emissões de GEE em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas***  
Foram finalizadas as campanhas de medição e a conclusão do Tratamento e Análise de Dados Coletados nas Campanhas e Modelagem e Relatório Integrado, com a previsão de encaminhamento dos relatórios para impressão em janeiro de 2014. Foi iniciada também a elaboração de proposta de novo projeto de P&D (BALCAR2).

**Planejamento, operação e análise de redes elétricas**

- Inclusão na versão de distribuição do programa Anarede do módulo para avaliação de segurança estática, originalmente desenvolvido para ambiente de processamento paralelo; foi gerada uma versão do aplicativo VisorChart, do DAS, que permite a visualização da região de segurança estática em ambiente Microsoft Windows.
- Apoio técnico a empresas de distribuição da Eletrobras, notadamente à Amazonas Energia, com o objetivo de melhorar a qualidade e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica.
- Apoio técnico a empresas de distribuição da Eletrobras, notadamente à Amazonas Energia, com o objetivo de melhorar a qualidade e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica.
- Comercialização das ferramentas de análise de redes - foram comercializadas 71 novas licenças de uso comercial e 11 novas licenças de uso acadêmico.

**Supervisão e controle de sistemas elétricos**

- ***Projeto REGER (Rede de Gerenciamento de Energia do ONS):*** Um marco fundamental no desenvolvimento deste projeto estratégico para o país foi alcançado em 22/12/2013, qual seja, a conclusão da Fase 1 do projeto, com a entrega à operação integrada de todos os centros previstos em contrato. A aceitação deste marco ocorreu após aprovação em extenso programa de testes, auditados externamente e concluídos com um teste de estabilidade de 2000 horas de operação assistida, com índice de disponibilidade de 100%. Esse marco estabelece a entrega do sistema para a operação de tempo real de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) através do SAGE/REGER.

**Análise de Perturbações**

- Sinape.net - Consolidação do Sistema de Gerenciamento Centralizado de Oscilografias com Análise Automática de Perturbações (SINAPE.Net) como a solução do ONS para

acesso e processamento das informações oscilográficas de todos os agentes da Rede Básica. Novos recursos para análise das ocorrências e localização de faltas em linhas de transmissão com acesso via WEB pelos operadores dos centros de controle e engenheiros de proteção para análise pós-eventos.

## **Sistemas para monitoração de ativos**

### **Equipamentos e instalações**

- Sistema de Diagnóstico e Análise de Equipamentos de Alta Tensão - Sistema DianE - atualizado na Eletronorte e Furnas com a versão 2.1 e incluindo novos ajustes solicitados pelas empresas. Inicia-se também em 2013 o desenvolvimento da versão 2.2 do sistema.
- Medições de campos eletromagnéticos, estudos de conformidade e atendimento de restrições básicas em instalações de empresas Eletrobrás e Transmissoras privadas, para atendimento às Resoluções Normativas ANEEL.
- Perícias e avaliação de desempenho de equipamentos: medições de emissão acústica em equipamentos de subestação; monitoramento de tensões transitórias em autotransformadores; monitoramento de instalação isolada a gás SF<sub>6</sub> de 138 kV; perícias em disjuntor de 345 kV, TC de 138 kV e 230 kV; Avaliação dielétrica dos geradores principais de Angra I e Angra II.
- Elaboração de trabalho com objetivo de oferecer subsídios técnicos para implantação de monitoramento de equipamentos como forma de acompanhamento do estado operativo dos ativos das empresas ao longo de sua vida útil pretendida.

### **Linhas de Transmissão**

- Realização de pesquisa experimental sobre comportamento térmico de cabos condutores, visando o desenvolvimento de cabos com elevada eficiência térmica.

### **Tecnologia de Transmissão em Ultra Alta Tensão (UAT)**

- O CEPEL realizou os primeiros ensaios com as fontes de tensão alternada e retificador, utilizando a infraestrutura laboratorial para Ultra Alta Tensão (UAT) que está sendo construída na Unidade de Adrianópolis. A aplicação da tecnologia de UAT tem papel essencial no desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade na Amazônia, pois permitirá o desenvolvimento de configurações de linhas de transmissão otimizadas com maior capacidade de transmissão em uma mesma faixa de passagem, reduzindo custos de implantação e operação com conseqüente redução dos impactos ambientais e sociais.

### **Serviços tecnológicos e consultorias**

- Avaliações complementares em condições de poluição da Bucha de corrente contínua de 600 kV para os empreendimentos do Rio Madeira;
- Análise dos dados coletados pelo Sistema de medição de transitórios de tensão em tempo real, com adaptação do sistema SOMA Light, na SE Tijuco Preto, Sistema Furnas de 765/345 kV.

- Atualização das Instalações do sistema IMA-DP (Instrumentação para Monitoramento e Análise de descargas parciais) na UHE Coaracy Nunes e UHE de Tucuruí – Eletronorte.
- Apoio técnico às empresas Eletrobras, na avaliação de Descargas Parciais nos equipamentos elétricos, nas seguintes instalações: UHE Coaracy Nunes – Eletronorte, UTN Angra dos Reis – Eletronuclear, SE Coxipó e SE Imperatriz – Eletronorte, SE Ibiúna e SE Adrianópolis – Furnas, SE Santo Ângelo e SE Ita – Eletrosul, SE Luiz Gonzaga – Chesf.
- Apoio à Amazonas Energia para avaliação de oportunidade de melhoria do sistema elétrico desta empresa e proposição de uma série de medidas para incremento da segurança operacional ( Sistema Especial de Proteção, treinamentos ministrados para o pessoal de operação em tempo-real, entre outras).

### **Distribuição de energia elétrica**

- Apoio ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária das Distribuidoras da ELETROBRAS no ano de 2013. O CEPEL participou ativamente das etapas de definição e cálculo das perdas técnicas a serem consideradas nas empresas do Acre, Rondônia e Amazonas.
- Demonstração de redes elétricas inteligentes (Projeto Parintins): participação na análise das propostas dos sistemas de medição (medidores inteligentes), e em suas provas de conceito e estudo do fluxo de potência em regime permanente em Parintins, buscando identificar o número máximo de painéis que atendam as condições de tensão e carregamento.
- Melhoria em protótipo de transformador de corrente automonitorado para combate a perdas não técnicas de energia. Em 2013 a melhoria contemplou a imunidade do sistema em face de correntes no consumidor com elevado teor harmônico proveniente de cargas não lineares como retificadores, inversores, lâmpadas fluorescentes e demais equipamentos eletrônicos.

### **Monitoração, Análise, Diagnósticos e Desenvolvimento de Ferramentas Computacionais voltados a Qualidade de Energia Elétrica**

- Campanha de medição da Qualidade de Energia em Parintins para verificação das condições da rede elétrica antes da instalação dos painéis fotovoltaicos
- Campanhas de medição de harmônicos e flutuação de tensão em dois parques eólicos: no Sul com participação da ELETROSUL e na Bahia com participação da CHESF. Nestas medições foi testada a primeira versão de um protótipo de analisador de qualidade de energia aplicável a aerogeradores considerando a recomendação internacional IEC-61400-21 desenvolvido pelo CEPEL (projeto Qualivento).
- Desenvolvimento de uma metodologia computacional para modelagem dinâmica de cargas elétricas durante distúrbios na rede baseada em medições de Qualidade de Energia do sistema CHESF (Projeto Qualicarga)
- Do ponto de vista de infraestrutura laboratorial é importante ressaltar que está em andamento um projeto para ampliação do Laboratório de Qualidade de Energia Elétrica para contemplar também ensaios e pesquisas relacionadas aos equipamentos de medição fasorial (PMUs) e seus concentradores.

## **Monitoramento de equipamentos de distribuição**

- CEPEL vem desenvolvendo junto com a Eletrobras, e a Confederação Nacional da Indústria um programa para estabelecer um nível aceitável de desempenho para perdas transformadores de distribuição em líquido isolante . Esta iniciativa visa Implantar um programa de premiação por selo de qualidade de forma a incentivar o incremento do nível deste desempenho. Em março de 2013 foi definida a obrigatoriedade do programa de maneira que em futuro próximo só poderão ser comercializados, no Brasil, transformadores com etiquetas fornecidas por este programa.

## **Planejamento do Sistema de Distribuição de AT e MT com implantação de ferramentas de análise computacional e gestão regulatória**

- Participação em projeto P&D ANEEL, em conjunto com a USP, visando criar um ambiente computacional integrado para a análise do planejamento elétrico em AT e BT considerando a gestão regulatória. Este projeto tem sua finalização prevista para o primeiro semestre de 2014 mostrando casos exemplos para CEAL e CERON.

## **Eficiência energética**

- Realização, a pedido da Eletrobras, de diagnóstico energético nos sistemas de ar comprimido de quatro grandes indústrias do Polo Industrial de Manaus. As medidas recomendadas foram implementadas pelas empresas e estão proporcionado uma economia anual de cerca de R\$ 1 milhão em consumo de energia elétrica.
- Elaboração, a pedido do Ministério de Minas e Energia, de manual de eficiência energética destinado a orientar gestores públicos a contratar serviços diagnosticar oportunidades de economia de energia elétrica e implementar as medidas economicamente viáveis nos prédios da Esplanada dos Ministérios.

## **Energias renováveis**

- Realização de estudos e especificação para a compra de um túnel de vento, de forma a capacitar o CEPEL a desenvolver estudos das metodologias e parâmetros que influenciam a calibração de anemômetros em túneis de vento, visando a reduzir incertezas no cálculo da garantia física da energia gerada por usinas eólicas.a calibrar anemômetros, atendendo solicitação da Eletrobras.
- Início da elaboração do novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, em parceria com o Inpe/CPTEC. O novo atlas disponibilizará as velocidades médias dos ventos para as alturas de 50, 80, 100, 150 e 200 metros (o atlas original, de 2001, disponibilizava as velocidades apenas para a altura de 50 metros). Além disso, os modelos digitais de elevação do terreno empregados são muito mais precisos do que aqueles usados em 2001, o que deve melhorar a qualidade dos dados de velocidade obtidos através de simulações computacionais usando o modelo Brams (Brazilian regional atmospheric modelling system).

## **Corrosão**

- Elaboração do normativo de pintura para sistemas de proteção anticorrosiva para a Chesf.

## **INFORMAÇÕES SOBRE AS ESTRATÉGIAS ADOTADAS PARA ATINGIR OS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS**

### **CEPEL como Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT do Sistema Eletrobras**

A Eletrobras, em importante decisão estratégica, estabeleceu uma nova estrutura para tratar das questões de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) e Tecnologia, no âmbito do Sistema Eletrobras, onde o CEPEL exercerá papel relevante. A Comissão de Política Tecnológica – CPT, criada pela Resolução Eletrobras RES-116/2012, tem por objetivo principal a definição de políticas, diretrizes e estratégias de atuação do Sistema Eletrobras. A CPT conta, na sua coordenação, com o presidente da Eletrobras, e, como seus integrantes, os Diretores de Geração, Transmissão e Distribuição da Eletrobras, e os Presidentes da Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas, Eletronuclear, CGTEE e a Diretoria Geral de Itaipu e do CEPEL. A CPT é apoiada pelo CEPEL, na qualidade de Secretaria Executiva de P&D+I, cujo coordenador é o Diretor-Geral do Centro. Entre as novas responsabilidades e atribuições do CEPEL para o Sistema Eletrobras, constam: a Rede de Laboratórios do Sistema Eletrobras – RELASE; a Carteira de Projetos do Sistema, de interesse corporativo, no âmbito dos recursos dos fundos setoriais (Ex.: Lei 9991/00 FNDCT); o inventário e a avaliação, por indicadores, de projetos de P&D+I; a gestão da propriedade intelectual da P&D+I, no âmbito do Sistema; e as iniciativas referentes a redes de conhecimento. Também em apoio à CPT, foram criadas a Subcomissão de P&D+I, composta pelos Diretores técnicos da Eletrobras e das Empresas Eletrobras, sendo coordenada pela Diretoria de P&D+I do CEPEL; e Grupos Temáticos, para implementação dos programas de ação e desenvolvimento de temas específicos: GTG (Geração e Comercialização), GTT (Transmissão), GTD (Distribuição), GTE (Eficiência Energética) e GTL (Laboratórios). Os Grupos Temáticos serão coordenados pelo CEPEL, e contarão com a participação de representantes das Diretorias Técnicas da Eletrobras e das empresas, e das áreas de P&D+I das empresas. Em 2012, o CEPEL, em suas novas atribuições no âmbito da CPT, elaborou propostas de revisão da Política de Tecnologia e P&D+I e do Termo de Referência da RELASE.

O objetivo principal da CPT é estabelecer uma Coordenação Estratégica de P&D+I e de Tecnologia do Sistema Eletrobras visando:

- Priorizar e coordenar ações conjuntas
- Promover a Integração e Ganhos Sinérgicos
- Acompanhar, avaliar e compartilhar resultados
- Otimizar o uso dos recursos e evitar redundâncias

### ***Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – META (“Mineral and Energy Sectors Assistance Technical”)***

Conforme Convênio celebrado em 2012 com o Ministério de Minas e Energia, o CEPEL participa, como co-executor, do Projeto META que é promovido pelo Banco Mundial e envolve diretamente o Ministério de Minas e Energia suas Secretarias finalísticas e os órgãos e entidades vinculadas com atribuições na formulação e execução de políticas setoriais dos setores de energia, geologia e transformação mineral.

Os recursos destinados ao CEPEL serão utilizados em:

- Infraestruturas laboratoriais para pesquisa experimental, desenvolvimento e avaliação de tecnologias em Alta e Ultra-Alta Tensão, Smart Grid e em PMUs - Unidades de Medição Fasorial;



- Infraestruturura de computação de alto desempenho (Clusters) para desenvolvimento de metodologias e modelos utilizados no planejamento da expansão e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados;
- Consultoria visando incorporar a variável climática no processo de planejamento da expansão da oferta de eletricidade.

O Projeto META tem como objetivo geral contribuir para ampliar e consolidar os avanços dos setores de energia e mineração, dando apoio à competitividade e crescimento econômico sustentável do País, assim como a modernização institucional dos setores, envolvendo áreas estratégicas do Ministério de Minas e Energia – MME.

O objetivo específico do META, no caso do CEPEL, é investir em infraestrutura para desenvolvimento de pesquisas e tecnologia do setor de energia elétrica. , envolvendo os seguintes itens:

- Projeto LongDist - Transmissão a Longas Distâncias (infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental e desenvolvimento de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade, visando a transmissão de grandes blocos de energia da região Norte);
- Projeto Impacto de Mudanças Climáticas no Planejamento de Sistemas Elétricos (incorporação da variável climática no processo de planejamento da expansão da oferta de eletricidade, visando à manutenção da elevada participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira);
- Laboratório de Smart Grid, visando à pesquisa experimental, desenvolvimento e avaliação de tecnologias em Smart Grid;
- Laboratório de PMUs (Unidades de Medição Fasorial), visando à investigação do comportamento de Unidades de Medição Fasorial (PMUs), para aplicações no Sistema Interligado Nacional e em sistemas elétricos de potência, em geral.

Há ainda, no âmbito do META, complementos de recapitação do laboratório de Alta Tensão e da Subestação do CEPEL, Unidade de Adrianópolis.

## **2.2. Programação Orçamentária e Financeira**

### **ELETOBRAS**

#### ***2.2.1. Investimentos***

Em 2013, as empresas Eletrobras investiram R\$ 11,2 bilhões, recorde em sua história, correspondentes à realização de 83,6% do orçamento de investimento aprovado para o ano, sendo: R\$ 7,2 bilhões corporativos e R\$ 4 bilhões em parcerias, distribuídos nos seguintes segmentos: R\$ 6,4 bilhões em geração, R\$ 3,5 bilhões em transmissão, R\$ 0,9 bilhão em distribuição e R\$ 0,4 bilhão em outros (pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental). Quando comparado com o ano de 2012, observa-se um crescimento no investimento realizado de 13,8%. Merece destaque o segmento de geração, representando 57,4% do total investido em 2013.

Com relação aos investimentos corporativos, destacam-se a Implantação da Usina Termonuclear Angra III – R\$ 1,5 bilhão e da UTE Mauá – R\$ 0,6 bilhão. Quanto aos investimentos em parcerias,

destaca-se a implantação da UHE Jirau – R\$ 1 bilhão, UHE Belo Monte – R\$ 0,9 bilhão, UHE Santo Antônio – R\$ 0,7 bilhão e UHE Teles Pires - R\$ 0,4 bilhão.

Natureza dos Investimentos	Realizado (R\$ milhões)				
	2013	2012	2011	2010	2009
Geração	6.435,9	5.262,8	5.128,1	3.637,5	3.058,3
Expansão Corporativa	2.767,1	1.770,9	2.587,7	2.447,6	2.152,3
Expansão SPEs	3.241,4	2.980,3	2.109,1	822,2	437,7
Manutenção	427,4	511,6	431,3	367,7	468,3
Transmissão	3.446,6	2.985,0	3.432,0	2.105,3	2.345,0
Expansão Corporativa	2.229,1	1.638,7	2.319,8	1.075,9	1.527,3
Expansão SPEs	745,3	945,1	918,3	852,8	590,1
Manutenção	472,2	401,2	193,9	176,6	227,6
Distribuição	928,8	1056	781	821,4	518,4
Expansão	723,4	837,2	597,1	672,5	379,0
Manutenção	205,4	218,8	183,9	148,9	139,4
Outros (Pesquisa, Infraestrutura e Qualidade ambiental)	402,2	545,7	461,5	390,3	296,5
Total	11.213,5	9.849,5	9.802,6	6.954,4	6.218,1

Para o ano de 2014, os investimentos previstos são de R\$ 14,1 bilhões.

Natureza dos Investimentos (R\$ milhões)	Orçado*
	2014
Geração	
Expansão Corporativa	2.973,0
Expansão SPEs	3.091,2
Manutenção	865,8
Transmissão	
Expansão Corporativa	2.511,6
Expansão SPEs	1.167,6
Manutenção	613,6
Distribuição	
Expansão Corporativa	1.807,1
Expansão SPEs	-
Manutenção	275,3
Outros (Pesquisa, Infraestrutura e Qualidade ambiental)	825,0
Total	14.130,2

\*Investimentos Próprios – LOA 12.952 de 20/01/2014.

**QUADRO A.2.2.1 – PROGRAMA TEMÁTICO**

<b>Identificação do Programa de Governo</b>					
Código Programa	2033 e 0807				
Título	“Energia Elétrica” e “Programa de Gestão e Manutenção de Infraestrutura de Empresas Estatais Federais”				
<b>Esfera de Recursos - PPA e LOA (em R\$ 1,00)</b>					
<b>Esfera</b>	<b>a) Global PPA 2012-2015</b>	<b>b) Dotação Posição final - 2012</b>	<b>c) Dotação Posição final - 2013</b>	<b>d) Remanescente (a-b-c)</b>	
Orçamentos Fiscal e da Seguridade Social - OFSS					
Orçamento de Investimentos - OI	200.411.219,	43.914.309,	76.865.050,	79.631.860,	
Outras Fontes					
Total	200.411.219,	43.914.309,	76.865.050,	79.631.860,	
<b>Execução Orçamentária e/ou Financeira do Programa - OFSS e OI em 2013 (em R\$ 1,00)</b>					
<b>Lei Orçamentária 2013</b>					
<b>Orçamento Fiscal e da Seguridade Social</b>					<b>Orçamento de Investimento</b>
<b>e) Despesa Empenhada</b>	<b>f) Despesa Liquidada</b>	<b>g) Despesa Paga</b>	<b>h) Restos a Pagar (inscrição 2013)</b>		<b>i) Despesa Realizada</b>
			<b>h.1) Processados</b>	<b>h.2) Não Processados</b>	
					24.064.875,
<b>Restos a Pagar - OFSS - Exercícios Anteriores</b>					
<b>Tipo</b>	<b>j) Posição em 1/01/2013</b>	<b>k) Valor Liquidado</b>	<b>l) Valor Pago</b>	<b>m) Valor Cancelado</b>	<b>n) Valor a Pagar</b>
Não processados					
Processados					
<b>Valores do programa alocados ao órgão representado pela UJ em 2013</b>					
<b>Dotação OFSS</b>		<b>Dotação OI</b>		<b>Outras Fontes</b>	

**2.2.2. A Evolução do Processo de Planejamento e Gestão das Empresas Eletrobras**

Em 2013, no âmbito do processo de planejamento de gestão empresarial, foi publicado o Plano Diretor de Negócios e Gestão do Sistema Eletrobras 2013-2017 (“PDNG 2013-2017”), que sintetiza o posicionamento estratégico da Eletrobras frente à nova realidade imposta pela Lei nº 12.783/2013. A referida Lei impactou profundamente a estratégia de atuação das empresas Eletrobras em função dos ajustes praticados sobre a dinâmica de operação, manutenção e expansão do setor elétrico brasileiro.

O PDNG 2013-2017 foi aprovado pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2013, conforme Fato Relevante divulgado na referida data, e contempla o realinhamento estratégico das empresas Eletrobras, estabelecendo condicionantes para a gestão e a obtenção de receitas a partir da otimização dos gastos com custeio, captura de sinergias inerentes à atuação integrada das empresas Eletrobras, reestruturação societária e organizacional, melhorias nos processos de gestão e um enfoque exigente sobre a expansão, garantindo investimentos e melhor desempenho das empresas.

O PDNG 2013-2017 se desdobra em uma carteira de projetos críticos de curto e médio prazos, estruturada segundo três eixos:

- 1) expansão sustentável;
- 2) eficiência operacional; e
- 3) reestruturação do modelo de negócios, governança e gestão.

A execução de vários projetos dessa carteira evoluiu significativamente durante o ano de 2013, com destaque para as ações que contemplam a reestruturação do atual modelo de negócios das empresas Eletrobras e a revisão de seu Plano Estratégico 2010-2020 e desdobramentos, com conclusão prevista para o primeiro semestre de 2014.

Desde 2010, são firmados contratos de metas de desempenho empresarial (“CMDEs”) entre a Eletrobras e suas controladas nas dimensões econômico-financeira, operacional e socioambiental, por meio de metas e indicadores específicos que resultam em um portfólio de ações que são geridas em cada subsidiária. No ano de 2013, o processo obteve alguns avanços:

- Ampliação do Painel de Gestão Empresarial que reúne informações e indicadores de maior relevância a serem monitorados pelos órgãos de decisão da Eletrobras;
- Aprimoramento do Relatório Executivo ao Conselho de Administração com a ampliação no escopo das informações de Desempenho Empresarial apresentadas mensalmente;
- Ampliação do painel de indicadores do CMDE; e
- Readequação de novas metas do CMDE para o ciclo 2013-2017, que foram estabelecidas considerando a nova realidade do setor elétrico, em decorrência da Lei 12.783/2013.

A Eletrobras foi a única empresa do setor elétrico presente na lista das “50 marcas mais valiosas do Brasil”, divulgada em abril de 2013, pela consultoria BrandAnalytics, que realizou o levantamento, em parceria com a revista “Isto É Dinheiro”, de 232 marcas de 171 empresas brasileiras de capital aberto e teve como base 14.800 entrevistas com consumidores finais e corporativos, além de dados financeiros, de mercado, informações da Bloomberg e relatórios anuais das empresas. Essa foi a primeira vez em que uma companhia do setor elétrico foi listada nos sete anos da pesquisa.

Além disso, a Brand Finance Brasil, consultoria independente e líder mundial em avaliação e estratégia de marcas, classificou a Eletrobras na 34ª posição no *ranking* 2013 das “100 marcas mais valiosas do Brasil”. O estudo considera um levantamento financeiro sobre as empresas e questionários com clientes e especialistas em medir a força de marcas.

### 2.2.3. Desempenho Operacional

#### 2.2.3.1. Condições Financeiras e Patrimoniais Gerais

Principais Resultados (Consolidado)	2013	2012
Valor Patrimonial (R\$ milhões)	60.897	67.281
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	23.836	28.014
Ebitda (R\$ milhões)	(3.690)	(7.412)
Margem Ebitda (%)	(15,5)%	(26,5)%
Lucro/Prejuízo do Exercício (R\$ milhões)	(6.287)	(6.879)

No ano de 2013, a Eletrobras apresentou um prejuízo líquido de R\$ 6.287 milhões. Esse resultado reflete as novas tarifas de geração e transmissão dos ativos cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei 12.783/13 e foi decisivamente influenciado por diversas variáveis, dentre as quais destacamos: *impairment* no valor de R\$ 2.462 milhões; despesa de R\$ 1.726 milhões com o Plano de Incentivo ao Desligamento (PID); e Provisão para Contingências no valor de R\$ 1.399 milhões. Em 2012, a Eletrobras registrou um prejuízo líquido de R\$ 6.879 milhões.

### 2.2.3.2. Capacidade de Pagamento em Relação aos Compromissos Financeiros Assumidos

As principais necessidades de recursos da Eletrobras referem-se a:

(i) custeio do aprimoramento e expansão dos seus empreendimentos de geração, transmissão e distribuição;

(ii) pagamento ou rolagem de dívidas; e

(iii) possibilidade de participação, por meio de suas subsidiárias, em leilões para novas linhas de transmissão e novos contratos para geração de energia elétrica, uma vez que, caso a Eletrobras tenha sucesso em qualquer um desses leilões, necessitará de recursos adicionais para custear os investimentos necessários para expandir as operações aplicáveis.

Condizente com outras companhias do setor, a empresa monitora seus compromissos 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, excluindo a RGR e Itaipu dos saldos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado por meio da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

De tempos em tempos, a Eletrobras poderá analisar novas oportunidades de investimento e financiar tais investimentos com recursos advindos de suas operações, de empréstimos, de emissão de títulos de dívida ou de ações, de aumentos de capital ou de outras fontes de financiamento que estejam disponíveis à época. Em 31 de dezembro de 2013, a companhia tinha capacidade de financiar até R\$ 5,5 bilhões em investimentos por meio da utilização de seus recursos próprios sem a necessidade de recorrer ao mercado de capitais. Tais recursos representam as indenizações provenientes das concessões renovadas à luz da Lei 12.783/2013 já homologadas pelo Poder Concedente.

A classificação de risco da Eletrobras, segundo as agências de classificação de riscos, está relacionada diretamente com a classificação de risco obtida pelo Brasil, por ser a União o acionista majoritário da companhia.

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's Issuer Rating	Baa3 (Negativa)	25/10/2013
S&P LT Local Currency	BBB+ (estável)	24/03/2014
S&P LT Foreign Currency	BBB- (estável)	24/03/2014
Fitch LT Local Currency Issuer	BB (Negativa)	6/12/2013
Fitch LT Foreign Currency Issuer	BB (Negativa)	6/12/2013

A Diretoria acredita que a nota de crédito atribuída à companhia a permite obter empréstimos e financiamentos a taxas e sob termos e condições competitivos.

A tabela a seguir demonstra a evolução do endividamento consolidado da Eletrobras nos respectivos períodos:

<b>(Em R\$ mil)</b>			
<b>MOEDA ESTRANGEIRA</b>	<b>Taxa de juros (média)</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Instituições Financeiras			
Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID	4,40%	440.878	342.192
BNP Paribas	1,53%	683.059	666.727
Corporación Andina de Fomento – CAF	2,51%	2.145.423	2.205.745
Kreditanstalt für Wiederaufbau – KfW	3,86%	191.158	35.834
EximBank	2,15%	221.606	287.709
Outras		111.018	65.144
		<b>3.793.142</b>	<b>3.579.228</b>
Bônus			
Bônus – Dresdner Bank	7,75%	708.140	617.725
Bônus – Santander	5,75%	4.148.191	3.618.556
Bônus – Credit Suisse	6,87%	2.421.340	2.112.476
		<b>7.277.671</b>	<b>6.348.757</b>
Outros		9.600	2.264
<b>SUBTOTAL</b>		<b>11.080.413</b>	<b>9.930.249</b>
MOEDA NACIONAL			
Reserva Global de Reversão (RGR)	-	8.401.68]	8.870.838
Outros	-	12.994.191	7.829.063
<b>SUBTOTAL</b>		<b>21.395.874</b>	<b>16.699.901</b>
<b>TOTAL</b>		<b>32.476.287</b>	<b>26.630.150</b>

A tabela a seguir apresenta o cronograma para pagamento do endividamento total da Eletrobras em 31 de dezembro de 2013, no valor total de R\$ 32.476.287 milhões:

<b>Empréstimos e Financiamentos</b>	<b>Fluxo de amortização (data-base 31 de dezembro de 2013)</b>	
	<b>(em milhares de R\$)</b>	<b>AV%</b>
Curto Prazo		
2014	1.969.766	6,07%
Longo Prazo		
2015	1.368.261	4,21%
2016	751.370	2,31%
2017	746.152	2,30%
2018	554.179	1,71%
2019	1.884.656	5,80%
Após 2019	25.201.902	77,60%
<b>Total</b>	<b>32.476.287</b>	<b>100,00%</b>

### 2.2.3.3. Fontes de Financiamento para Capital de Giro e para Investimentos em Ativos Não Circulantes

As principais fontes de financiamento para capital de giro e investimentos em ativos não circulantes decorrem de:

- (i) própria geração de fluxo de caixa operacional;
- (ii) empréstimos recebidos de diversas fontes, nacionais e internacionais, tais como fundos setoriais, Caixa Econômica Federal (“CEF”), Banco do Brasil S.A (“BB”) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”);
- (iii) recursos provenientes de Agências Internacionais de crédito; e
- (iv) emissões eventuais de títulos no mercado de capitais internacional.

Além disso, decorrem de diversas aplicações financeiras que a Eletrobras realiza junto ao BB, tendo em vista que a Eletrobras é obrigada por lei a depositar os bancos federais BB e CEF quaisquer recursos provenientes de sua disponibilidade de caixa.

*2.2.3.4. Fontes de Financiamento para Capital de Giro e para Investimentos em Ativos Não Circulantes que Pretende Utilizar para Cobertura de Deficiências de Liquidez*

Caso seja necessário obter recursos para realizar investimentos em ativos não-circulantes, a Eletrobras pode vir a obter financiamentos junto ao BNDES, CEF, BB, agências multilaterais como, por exemplo, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), *Corporación Andina de Fomento* (CAF) e *Japan Bank for International Cooperation* (JBIC), além de realizar operações junto a instituições financeiras, principalmente na modalidade “A/B Loan” (que consiste na concessão de uma parte do empréstimo por uma instituição multilateral e de outra parte por um sindicato de instituições) e emitir títulos no mercado de capitais internacional.

Os prazos dos financiamentos, empréstimos ou títulos que vierem a ser emitidos deverão ser compatíveis com o cronograma de construção dos projetos de geração e transmissão de energia da Eletrobras, da mesma forma que o custo deve ser adequado ao fluxo de caixa do projeto, considerando as características de competição dos leilões de concessão de geração e transmissão de energia. A Diretoria acredita que a nota de crédito atribuída à companhia pelas Agências de classificação de riscos a permite obter empréstimos e financiamentos a taxas e sob termos e condições adequados a tais projetos.

**QUADRO A.2.2.3.4 – AÇÕES DO ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO**

Identificação da Ação							
<b>Código</b>	4102			<b>Tipo:</b> Projeto			
<b>Título</b>	Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos.						
<b>Iniciativa</b>	Não se aplica						
<b>Objetivo</b>	<b>Código:</b> Não se aplica						
<b>Programa</b>	<b>Código:</b> 0807 <b>Tipo:</b> Programa de Gestão e Manutenção de Infraestrutura de Empresas Estatais Federais.						
<b>Unidade Orçamentária</b>	32223 – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS.						
<b>Ação Prioritária</b>	( ) Sim ( X ) Não Caso positivo: ( ) PAC ( ) Brasil sem Miséria						
Execução Financeira e Física							
Execução Orçamentária e Financeira			Execução Física - Meta				
Dotação Inicial	Dotação Final	Valor Realizado	Descrição da Meta	Unidade de medida	Previsto	Reprogramado	Realizado
4.206.463,	4.206.463,00	126.790,	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

**QUADRO A.2.2.3.4 – AÇÕES DO ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO**

Identificação da Ação							
<b>Código</b>	4103			<b>Tipo:</b> Projeto			
<b>Título</b>	Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento.						
<b>Iniciativa</b>	Não se aplica						
<b>Objetivo</b>	<b>Código:</b> Não se aplica						
<b>Programa</b>	<b>Código: 0807 Tipo:</b> Programa de Gestão e Manutenção de Infraestrutura de Empresas Estatais Federais.						
<b>Unidade Orçamentária</b>	32223 – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS.						
<b>Ação Prioritária</b>	( ) Sim ( X ) Não Caso positivo: ( ) PAC ( ) Brasil sem Miséria						
Execução Financeira e Física							
Execução Orçamentária e Financeira			Execução Física - Meta				
Dotação Inicial	Dotação Final	Valor Realizado	Descrição da Meta	Unidade de medida	Previsto	Reprogramado	Realizado
11.328.587,	11.328.587,	35.303,	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

**QUADRO A.2.2.3.4 – AÇÕES DO ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO**

Identificação da Ação							
<b>Código</b>	126T			<b>Tipo:</b> Projeto			
<b>Título</b>	Interligação Elétrica Brasil - Uruguai						
<b>Iniciativa</b>	Implantação de Linhas de Transmissão e Subestações						
<b>Objetivo</b>	Expandir o Sistema Interligado Nacional (SIN), para o pleno atendimento ao mercado, para a integração dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica e para a extensão a todas capitais brasileiras <b>Código: 36</b>						
<b>Programa</b>	Energia Elétrica			<b>Código: 2033 Tipo:</b> Temático			
<b>Unidade Orçamentária</b>	32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS						
<b>Ação Prioritária</b>	(X) Sim ( ) Não Caso positivo: (X) PAC ( ) Brasil sem Miséria						
Execução Financeira e Física							
Execução Orçamentária e Financeira			Execução Física - Meta				
Dotação Inicial	Dotação Final	Valor Realizado	Descrição da Meta	Unidade de medida	Previsto	Reprogramado	Realizado
R\$ 42.330.000	R\$ 61.330.000	R\$ 23.902.782	Implantação da SE Candiota 525/230 KV com um banco de autotransformadores de 672 MVA e ampliação da SE Presidente Médici com a construção de uma entrada de linha de 230 kV para a SE Candiota	MVA	672	0 (Energização adiada para 2014)	0 (Energização adiada para 2014)

Obs.: Parte dessa Ação está sendo executada pela Eletrobras Eletrosul, por meio da Ação 14NA (LT 230 kV Presidente Médici/Candiota – 2,8 km e LT 500 kV Candiota/Aceguá – 60 km), não contemplada nessa dotação orçamentária.

*2.2.3.5. Contratos de Empréstimo e Financiamento Relevantes*

Em 31 de dezembro de 2013, estavam em vigor os seguintes contratos financeiros relevantes:

- **BID:** Empréstimo obtido junto ao BID, em abril de 1998, no valor de US\$307,0 milhões, com aval da União, por um prazo de 20 anos. A taxa de juros desse contrato é composta pelo *spread* do BID (baseado no custo histórico e atual de endividamento do banco) e taxa



de 3,69%, fixa desde 2010 (baseada na LIBOR da data de efetivação da conversão oferecida pelo BID), sendo que a taxa média dos encargos no ano de 2013 foi de 4,53%. Os pagamentos de juros e principal relativos ao empréstimo são feitos semestralmente, nos meses de abril e outubro. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 440.878 mil.

- JBIC: Empréstimo obtido junto ao Eximbank, antiga denominação do JBIC, com aval da União, no valor de ¥ 4,5 bilhões, equivalentes na época da assinatura do contrato a US\$ 300,0 milhões, por um prazo de 20 anos e juros variáveis equivalentes a taxa JLT Prime acrescida de um *spread* de 0,2%. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de abril e outubro. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 221.606 mil.
- KfW: Empréstimo com o *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), com aval da União, no valor de € 13,3 milhões, com recursos originários de negociações de protocolos para financiamento de projetos de energias renováveis, ocorridas nos anos de 2000 e 2001, e que resultaram na assinatura do Acordo sobre Cooperação Financeira entre os governos da Alemanha e do Brasil, em 27 de novembro de 2003. A assinatura do contrato referente à primeira tranche ocorreu em 12 de dezembro de 2008. O prazo do empréstimo é de 30 anos e a taxa de juros é de 2%. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de junho e dezembro. O pagamento do principal somente começará a partir de dezembro de 2018. Em 1º de novembro de 2012, houve a assinatura da segunda tranche do contrato de financiamento celebrado junto à KfW, no valor de € 45,9 milhões, com garantia da União, contando com 5 anos de carência e com um prazo total de 30 anos. A taxa média de juros praticada nesse financiamento é de 2,93% a.a. Os recursos serão destinados ao Projeto do Complexo de São Bernardo, pertencente à controlada Eletrosul, que visa a implantação de quatro Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), no Estado de Santa Catarina. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 191.158 mil.
- China Development Bank / BNP Paribas: Empréstimo junto ao *China Development Bank* e ao BNP Paribas, assinado em abril de 2007, no valor de US\$430,0 milhões, cujos recursos foram utilizados no financiamento da Usina Térmica Candiota II, da subsidiária CGTEE. Foi assinado contrato de repasse entre esta subsidiária e a Eletrobras. Os recursos do referido empréstimo foram sacados integralmente até maio de 2010. Não houve qualquer prestação de garantias. O pagamento dos juros e do principal relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de junho e dezembro. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 683.059 mil.
- Empréstimo sindicalizado na modalidade “A/B loan”, via CAF: Empréstimo sindicalizado na modalidade “A/B loan”, obtido junto à CAF em agosto de 2008. O empréstimo, no valor de US\$ 600,0 milhões, foi estruturado da seguinte forma: (i) Parte A, de US\$ 150,0 milhões, diretamente com a CAF, com um prazo de 12 anos; e (ii) Parte B, correspondente a US\$ 450,0 milhões, com um sindicato de 11 bancos, liderado pelo Citibank, BNP Paribas e *Société Générale*, com um prazo de 7 anos. A taxa de juros média contratada foi de 2,2%, correspondendo ao seu custo real. Não houve prestação de quaisquer garantias. O pagamento de juros e principal relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de fevereiro e agosto.
- CAF e BBVA, HSBC, Santander, Sumitomo Mitsui Banking Corporation e Bank of Tokyo-Mitsubishi: A Eletrobras concluiu, em novembro de 2010, a contratação de um empréstimo sindicalizado, de US\$ 500,0 milhões, na modalidade “A/B loan”, junto à CAF e os bancos

BBVA, HSBC, Santander, *Sumitomo Mitsui Banking Corporation e Bank of Tokyo-Mitsubishi*. A operação foi estruturada de tal forma que a Parte A, de US\$125,0 milhões, ficou sob a responsabilidade da CAF, enquanto que a Parte B, de US\$375,0 milhões, foi aportada por um sindicato formado pelos demais bancos. O empréstimo apresenta um prazo de liquidação de 10 anos para a Parte A e de 7 anos para a Parte B. Os recursos obtidos irão compor o Fundo de Financiamento às Controladas (FFC), criado em 2007 para prover os recursos necessários ao financiamento do programa de investimentos das empresas Eletrobras. Não houve prestação de qualquer garantia com relação ao empréstimo. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de maio e novembro. O saldo em aberto destes financiamentos via CAF em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 2.145.423 mil.

- **Banco Mundial**: Empréstimo obtido junto ao Banco Mundial, no valor de US\$ 495,0 milhões, com aval da União, cujo contrato foi assinado em 24 de fevereiro de 2011. Os recursos serão utilizados no financiamento do Projeto “Energia +”, cujo objetivo principal é o de melhorar a qualidade dos serviços prestados e contribuir para o alcance e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das empresas de distribuição da Eletrobras. O empréstimo conta com garantia do Tesouro Nacional. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo será feito semestralmente, nos meses de março e setembro. O principal só começará a ser pago a partir de março de 2016. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 97,5 mil.
- **BNDES**: Em 24 de junho de 2013, a Eletrobras assinou com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) uma Cédula de Crédito Bancário – CCB, no valor de R\$ 2,5 bilhões, remunerada a Taxa Selic mais 2,5% de *spread*. O prazo do contrato é de 5 (cinco) anos e possui carência de 12 meses, sendo amortizado em 8 prestações semestrais e sucessivas. Os recursos foram destinados para capital de giro e conta com garantia da União. O primeiro saque desse empréstimo, no valor de R\$ 2 bilhões, ocorreu em 28 de junho de 2013. O segundo saque, no valor de R\$ 500 milhões, foi realizado em 16 de dezembro de 2013. O saldo em aberto deste contrato em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 2,5 bilhões.

Em relação à Eletrobras Eletrosul, foram celebrados dois contratos de financiamento entre a RS Energia – empresa que tem 100% do seu capital social pertencente à Eletrobras Eletrosul – e o BNDES, com o objetivo de financiar a construção e operacionalização de linhas e subestações de transmissão localizadas no estado do Rio Grande do Sul, objeto de concessão por meio do leilão da Aneel nº 008/2010. O primeiro contrato de financiamento foi assinado em 4 de abril de 2012, no valor de R\$ 41,9 milhões, a uma taxa de juros média de 1,96% a.a. acrescidos da TJLP, sendo a amortização realizada via Sistema de Amortização Constante (SAC), por um período de 1+\*-68 meses. O segundo contrato de financiamento foi assinado em 30 de abril de 2012, no valor complementar de R\$ 9,4 milhões, contando com as mesmas condições de juros e prazo do financiamento acima mencionado. Ambos contratos contam com a interveniência e fiança corporativa da Eletrobras. O saldo em aberto destes contratos em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 46.297 mil.

- **Banco do Brasil**: Em outubro de 2012, a Eletrobras Furnas celebrou um contrato de financiamento junto ao Banco do Brasil, no valor R\$ 750,0 milhões, com prazo total de pagamento de seis anos, amortizados via sistema *bullet* no último dia do contrato, contando com juros remuneratórios de 107,3% sobre a taxa média dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Os recursos contratados são destinados ao programa de investimento da controlada e contam com o aval corporativo da Eletrobras. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 755.981 mil.

- Caixa Econômica Federal: Em 28 de junho de 2013, foi celebrado pela Eletronuclear contrato de financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$3,8 bilhões, cujos recursos serão destinados à aquisição de materiais e serviços importados da Usina de Angra 3. O contrato, com garantia da União, possui as seguintes condições: juros de 6,5% ao ano e prazo de 25 anos, contando com cinco anos de carência, a contar da data da sua assinatura. Não existe saldo em aberto deste contrato em 31 de dezembro de 2013 porque ainda não houve desembolso de recursos.
- Notas – Bônus: (a) Credit Suisse e Santander: Em 27 de outubro de 2011 a Eletrobras finalizou uma operação de lançamento de bônus no mercado internacional, no valor de US\$ 1,75 bilhão, tendo os Bancos Santander e *Credit Suisse* como estruturadores globais desta operação. Os títulos foram emitidos com prazo de 10 anos, com vencimento em 27 de outubro de 2021, com resgate total na data do vencimento e com cupom de juros semestrais à taxa de 5,75% ao ano. Não houve desconto de emissão, o que permitiu a obtenção de um *yield*, retorno ao investidor, a uma taxa equivalente ao cupom de 5,75% ao ano;
 

(b) Credit Suisse: A Eletrobras concluiu em 30 de julho de 2009 a operação de lançamento de bônus no mercado internacional, no valor de US\$ 1,0 bilhão, sendo o banco *Credit Suisse* o estruturador global desta operação. Os títulos foram emitidos com prazo de 10 anos, vencimento em 30 de julho de 2019, com resgate total na data do vencimento e com cupom de juros semestrais à taxa de 6,875% a.a;

(c) Dresdner: Emissão de bônus realizada em julho de 2005 no valor de US\$ 300 milhões, estruturada pelo banco *Dresdner Kleinwort Wasserstein*. As notas têm prazo de 10 anos e pagam juros semestrais à taxa de 7,75% a.a. O saldo em aberto destes financiamentos em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 7.277.671 mil.

### Análise situacional

- **Execução das metas:** A baixa execução no ano de 2013 foi causada pelo reflexo da alteração no traçado da linha de transmissão ocorrida em 2012, além do consequente atraso na liberação das licenças ambientais, em especial da Licença de Instalação, inicialmente prevista para fevereiro de 2013 e que só ocorreu em 7 de junho de 2013, permitindo que as obras se iniciassem somente no final do primeiro semestre do ano.
- **Fatores intervenientes:** Conforme discriminado acima, o fator preponderante para o atraso do cronograma da linha de transmissão e da subestação foi a postergação da liberação das licenças prévia e de instalação.
- **Não há valores inscritos como restos a pagar.**

#### 2.2.3.6. Componentes Importantes da Receita

A – Receitas Operacionais: Operações com Energia Elétrica

As receitas da Eletrobras derivam da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conforme abaixo detalhado:

Geração: As receitas da atividade de geração são composta por 3 tipos de receitas, além da Receita de Comercialização: Regime de Exploração (suprimento e venda da energia elétrica gerada pela Eletrobras, incluindo a parte da energia elétrica conferida à Eletrobras no âmbito de Itaipu

Binacional para as empresas de distribuição e consumidores livres, bem como do repasse da parcela da energia elétrica atribuída ao Paraguai relativa à Itaipu Binacional que não é aproveitada no Paraguai); Receita de Construção; e Receita de Operação e Manutenção de Usinas.

As receitas provenientes da atividade de geração de energia elétrica são registradas com base na produção remetida às taxas especificadas pelos termos contratuais ou os índices reguladores vigentes.

A Receita de Construção trata apenas do registro do valor do investimento em Geração realizado, conforme previsto no ICPC 01 (Contratos de Concessão). Também fazem parte da Geração, a Receita de Operação e Manutenção de Usinas, pois, desde 2013, com advento da Lei 12.783, as empresas da Eletrobras passaram também a operar e manter as usinas por esta lei regulamentada. Junto com as receitas do segmento de geração, são também apresentadas as receitas de comercialização, pois a Eletrobras entende que são segmentos que atuam de forma a se complementar.

Transmissão: São compostas por 3 tipos de receita: Exploração, Operação e Manutenção de Linhas e Construção. As receitas da atividade de transmissão derivam da construção da infraestrutura de linhas de transmissão pela Eletrobras que é o chamado Regime de Exploração (Concessões de Transmissão que ainda não foram prorrogadas). As receitas recebidas de outras concessionárias que utilizam a rede básica de transmissão da Eletrobras são reconhecidas no mês em que os serviços são fornecidos às outras concessionárias. O preço cobrado na atividade de transmissão é regulado (tarifa) e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A Eletrobras, enquanto 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. Desde 2013, com advento da Lei 12.783, as empresas Eletrobras passaram a operar e manter as linhas de transmissão alcançadas por esta Lei e as receitas que decorrem dessa nova atividade são chamadas de Receitas de Operação e Manutenção e compõem o total da Receita de Transmissão. A receita de Construção trata apenas do registro do valor do investimento em transmissão realizado, conforme previsto no ICPC 01 (Contratos de Concessão).

Distribuição: as receitas da atividade de distribuição são formadas por 2 tipos: Fornecimento e Construção. Fornecimento de energia elétrica a consumidores finais da energia elétrica que a Eletrobras adquire de companhias geradoras e também daquela energia elétrica gerada pela Eletrobras nas usinas térmicas em áreas isoladas no norte para distribuição. As receitas da atividade de distribuição de energia elétrica para consumidores finais são reconhecidas quando a energia é fornecida. Os faturamentos dessas vendas são feitos mensalmente. As receitas não faturadas desde o ciclo de faturamento até o final de cada mês são estimadas com base no faturamento do mês anterior e são acumuladas ao final do mês. As diferenças entre as receitas não faturadas estimadas e reais, se existentes, são reconhecidas no mês seguinte. A atividade de distribuição envolve ainda uma parcela de receitas oriundas da construção, tal como os demais segmentos, que trata apenas do registro do valor do investimento em Distribuição realizado, conforme previsto no ICPC 01 (Contratos de Concessão).

## B – Outras Receitas Operacionais

Outras receitas operacionais são derivadas de encargos cobrados de consumidores finais pelo pagamento atrasado relativo à energia elétrica vendida na atividade de distribuição e, em menor escala, de energia elétrica vendida na atividade de geração pelas subsidiárias da Eletrobras na região

norte do Brasil. Existem ainda outras receitas operacionais que não são atribuíveis às atividades de distribuição, geração ou transmissão e que, por isso, são registradas pela Eletrobras em segmento “corporativo”. Estas incluem:

- (i) taxas pela administração da RGR e de outros fundos do governo;
- (ii) uma taxa cobrada de Itaipu pelo manuseio da energia de Itaipu; e
- (iii) receitas resultantes das variações cambiais na comercialização da energia de Itaipu.

A Eletrobras também percebe outras receitas operacionais das companhias de telecomunicações que utilizam certas partes de sua infraestrutura para montar linhas de telecomunicações.

#### 2.2.3.7. Destaques do Resultado Consolidado 2013

- *Impairment* no valor de R\$ 2.462 milhões.
- Provisão para Contingências no valor de R\$ 1.399 milhões.
- Reversão de Provisões de Contratos Onerosos de R\$ 1.925 milhões.
- Provisão para a Perda de Ativo Financeiro no valor de R\$ 792 milhões.
- Pessoal, Material e Serviços (PMS): crescimento de 20,5% em 2013 comparado à 2012, com destaque para a conta de Pessoal, que cresceu 30,1% influenciada pelo PID, enquanto a conta de serviços cresceu 1,9% e a conta de material sofreu uma redução de 2,2%.
- Aumento dos gastos com energia comprada para revenda em R\$ 652 milhões e combustível para produção de energia elétrica em R\$ 799 milhões.
- Repasse de Itaipu: R\$ 68 milhões, 86,5% inferior à 2012.
- Resultado Líquido da Variação Cambial: R\$ 539 milhões, 17,0% superior à 2012.
- Baixa de Crédito Fiscal de R\$ 1.367 milhões em 2013.
- EBITDA Consolidado: R\$ (3.690) milhões, influenciado pelas provisões descritas acima.

O Resultado em 2013 registra uma variação de 8,6% em relação ao ano de 2012, tendo sido apurado um prejuízo líquido de R\$ 6.287 milhões em 2013, contra um prejuízo líquido de R\$ 6.879 milhões em 2012. O resultado reflete as novas tarifas de geração e transmissão dos ativos cujas concessões foram renovadas em conformidade com a Lei 12.783/13 e foi decisivamente influenciado por diversas variáveis, dentre as quais destacamos: *impairment* no valor de R\$ 2.462 milhões; despesa de R\$ 1.726 milhões com o Plano de Readequação do quadro de Pessoal (PID); e Provisão para Contingências no valor de R\$1.399 milhões.

A Receita Operacional Líquida, no montante de R\$ 23.836 milhões, apresentou, em 2013, uma redução de 14,9% em relação a 2012, quando foi registrado o montante de R\$ 28.014 milhões.

As Receitas de Geração apresentaram uma redução de 8,7%, passando de R\$ 18.883 milhões em 2012 para R\$ 17.240 milhões em 2013. Essa variação foi influenciada pela redução de 10,6% da receita de venda de energia, que passou de R\$ 18.381 milhões em 2012 para R\$ 16.435 milhões em 2013, em decorrência dos efeitos da Lei 12.783/2013. A Energia de Curto Prazo, principalmente em relação às operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), relativas a CHESF, Eletronorte e Furnas, influenciou positivamente o resultado e passou de R\$ 1.640 milhões em 2012 para R\$ 2.396 milhões em 2013. Em relação à quantidade de energia vendida, as empresas Eletrobras apresentaram uma pequena redução em 2013 quando venderam 258 TWh em comparação aos 261 TWh vendidos em 2012. A redução das Receitas de Geração foi também influenciada pela redução do Repasse de Itaipu, que passou de uma receita líquida de R\$ 502 milhões em 2012 para uma receita líquida de R\$ 68 milhões em 2013. A Receita de Construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

As Receitas de Transmissão apresentaram uma redução de 38,8%, passando de R\$ 7.358 milhões em 2012 para R\$ 4.505 milhões em 2013, influenciadas pela conta de atualização das taxas de retorno de transmissão, que passou de R\$ 2.852 milhões em 2012, para R\$ 552 milhões em 2013 em decorrência dos efeitos da Lei nº 12.783/2013. A Receita de Operação e Manutenção passou de R\$ 2.545 milhões em 2012 para R\$ 2.156 milhões em 2013. A Receita de Construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

As Receitas do segmento de Distribuição apresentaram redução de 15,7%, passando de R\$ 6.445 milhões em 2012 para R\$ 5.433 milhões em 2013, influenciadas pela receita de Fornecimento de energia, que apresentou uma redução de 13,3%, passando de R\$ 5.099 milhões em 2012 para R\$ 4.419 milhões em 2013, influenciada, principalmente, pelas revisões tarifárias verificados no ano. Em relação à quantidade de energia vendida, as empresas distribuidoras da Eletrobras venderam 16,1 TWh em 2013 e 15,2 TWh em 2012. A Receita de Construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

Em 2013, a soma das contas de Pessoal, Material e Serviço (PMS) apresentou um aumento de 20,5%, passando de R\$ 7.671 milhões em 2012 para R\$ 9.245 milhões em 2013. A conta de Serviços cresceu 1,9% e a conta de material sofreu uma redução de 2,2%. A conta de pessoal apresentou um aumento de 30,1%, devido, principalmente, à contabilização dos custos relativos ao Programa de Incentivo ao Desligamento (PID), que montam a R\$ 1.469 milhões.

O Programa de Incentivo ao Desligamento (PID) da companhia afetou o resultado, no ano de 2013, em R\$ 1.726 milhões. Os custos referentes ao PID são inicialmente contabilizados como provisão operacional e no ato do desligamento do empregado é registrada baixa da Provisão, tendo como contrapartida a conta de custos com pessoal. A provisão para o PID encerrou o exercício de 2013 com um saldo de R\$ 257 milhões relativo aos empregados que irão se desligar da Companhia no ano de 2014.

A Energia Elétrica comprada para revenda apresentou um crescimento de 13,4%, passando de R\$ 4.863 milhões em 2012 para R\$ 5.515 milhões em 2013. Este resultado foi influenciado, principalmente, pelo alto valor do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e pela insuficiência de lastro em 2013 maior que em 2012.

Na conta de Combustível para produção de energia elétrica foi apurado um aumento de 115,1%. Em 2013, foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.492 milhões, enquanto que em 2012 foi registrada uma despesa líquida de R\$ 694 milhões. Essa variação foi influenciada, principalmente, pelo aumento de geração de energia térmica.

A Participação Societária registrou uma redução de 71% resultante da contabilização do montante de R\$ 178 milhões em 2013 e de R\$ 612 milhões em 2012. Essa redução foi ocasionada, principalmente, pela variação na equivalência patrimonial dos investimentos em empresas coligadas, que apresentou uma diminuição de 101,5%, passando de resultado positivo de R\$ 415 milhões em 2012 para um resultado negativo de R\$ 6 milhões em 2013.

As Provisões operacionais apresentaram uma redução de 34,5%, passando de R\$ 4.971 milhões em 2012 para R\$ 3.258 milhões em 2013, com destaque para:

- i) provisão para contingência, no valor de R\$ 1.399 milhões, sendo R\$1.293 milhões relativos aos empréstimos compulsórios;
- ii) reversão de provisões no montante de R\$ 1.925 milhões;

iii) *impairment* no montante de R\$2.462; e

iv) provisão para a perda de ativo financeiro no valor de R\$ 792 milhões.

O Resultado Financeiro líquido passou de uma receita líquida de R\$ 1.684 milhões, em 2012, para uma receita líquida de R\$ 266 milhões em 2013, o que representa uma redução de 84,2%. Esse resultado se deve, principalmente, à redução observada nas Receitas de aplicações financeiras, que passaram de R\$ 1.566 milhões em 2012 para R\$ 556 milhões em 2013, influenciadas principalmente pela diminuição do patrimônio dos fundos extramercado, em decorrência de resgates efetuados.

A variação cambial impactou de forma positiva o resultado da empresa em R\$ 539 milhões em 2013 frente a R\$ 461 milhões em 2012. A rubrica Atualização Monetária apresentou uma redução de 36,9%, passando de R\$ 721 milhões em 2012 para R\$ 455 milhões em 2013 em função, principalmente, da redução dos índices de inflação, os quais atualizam os contratos de empréstimos e financiamentos da empresa. Os Encargos de Recursos de Acionistas apresentaram uma redução de 62,2%, passando de R\$ 502 milhões em 2012 para R\$ 190 milhões em 2013, devido ao pagamento da 4ª e última parcela do saldo dos dividendos retidos.

O Imposto de Renda e Contribuição Social sofreu uma redução de 378,5%, passando de crédito de R\$ 491 milhões em 2012 para uma despesa de R\$ 1.367 milhões em 2013. Isto porque a atual expectativa de resultados tributários futuros indica que a companhia poderá se beneficiar parcialmente, do ponto de vista tributário, das diferenças temporárias existentes entre as bases de cálculo do imposto sobre ativos e passivos e os valores contábeis desses elementos nas demonstrações financeiras.

#### 2.2.3.8. Resultado 2013 x 2012

O Resultado em 2013 registra uma variação de 8,6% em relação ao ano de 2012, tendo sido apurado um prejuízo líquido de R\$ 6.287 milhões em 2013, contra um prejuízo líquido de R\$ 6.879 milhões em 2012. O resultado reflete as novas tarifas de geração e transmissão dos ativos cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, além dos efeitos das provisões realizadas no ano.

### PRINCIPAIS INDICADORES CONSOLIDADO

valores em R\$ Milhões			
Receitas Operacionais	2012	2011	%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	34.064	29.211	17%
<b>Pessoal, Material e Serviço</b>	-8.439	-7.671	10%
<b>PMS / Receita Operacional Líquida</b>	24,8%	26,3%	-1,5 p.p
<b>Financiamentos à Pagar e debentures – sem RGR (1)</b>	41.506	34.485	20,4%
<b>Caixa, Títulos e Valores Mobiliários</b>	11.456	16.611	-31,0%
<b>Financiamentos à Receber – sem RGR</b>	6.478	6.448	0,5%
<b>Dívida Líquida (2)</b>	23.572	11.427	106,3%
<b>Patrimônio Líquido</b>	67.281	77.202	-13%
<b>Lucro Líquido</b>	-6.879	3.733	-284%
<b>Lucro Líquido / Patrimônio Líquido</b>	-10%	5%	-15 p.p
<b>EBITDA (Item I.4.1)</b>	-6.173	6.028	-202%
<b>Margem Ebitda</b>	-18%	21%	-39 p.p.

(1) O valor contém parcela da dívida de Itaipu para com terceiros

(2) Dívida Líquida= Financiamentos a pagar e debentures (sem RGR)– Caixa, Títulos e Valores Mobiliários – Financiamentos a Receber (sem RGR)

## RESULTADO DO CONSOLIDADO (R\$ MILHÕES)

	2013	2012
Receita Operacional Líquida (a)	23.836	28.014
Pessoal, Material e Serviços	-9.245	-7.671
Energia comprada para revenda	-5.515	-4.863
Uso da rede elétrica	-1.561	-1.587
Construção	-3.548	-3.306
Combustível para produção de energia elétrica	-1.492	-694
Remuneração e Ressarcimento	-406	-668
Depreciação e amortização	-1.501	-1.689
	568	7.537
Participações societárias	178	612
Provisões operacionais	-3.258	-4.971
Plano de Incentivo ao Desligamento	-257	0
Outros resultados	-2.422	-2.193
	-5.191	985
Receita de juros e aplicações financeiras	1.703	2.738
Atualização monetária	455	721
Variação cambial	539	461
Encargos da dívida	-2.031	-1.684
Encargos de Recursos de Acionistas	-190	-502
Outros resultados financeiros	-209	-49
	-4.925	2.669
Efeitos da Lei 12.783	0	-10.085
Imposto de Renda e Contribuição Social	-1.367	491
Lucro Líquido do Período	-6.291	-6.926
Participação atribuída aos não controladores	-5	-47
Lucro Líquido Consolidado	-6.287	-6.879

### Resultado Primário

Em 30 de dezembro de 2010 foi sancionada a Lei nº 12.377 alterando o artigo 2º e o anexo IV da Lei nº 12.017, de 12 de agosto de 2009, que dispõe sobre as diretrizes para a elaboração e a execução da Lei Orçamentária de 2010 e o artigo 2º e o anexo III da Lei 12.309, de 9 de agosto de 2010, que dispõe sobre as diretrizes para a elaboração e a execução da Lei Orçamentária de 2011. **Dessa forma, excluiu-se as empresas do Sistema Eletrobras da meta do Resultado Primário nos exercícios de 2011 e 2012.**

Período	Resultado	R\$ milhões
2013	-	-
2012	-	-
2011	-	-
2010	Deficit	-2.759



### 2.3.9. Execução Orçamentária Eletrobras

Realizado	2013 (R\$)	2012 (R\$)	Varição 2013x2012 (%)
<b>Dispêndios de Capital</b>	<b>5.673.923.493</b>	<b>6.176.775.824</b>	-8,14%
Investimento	24.064.875	14.446.787	66,58%
Inversões Financeiras	363.790.908	1.893.590.699	-80,79%
Amortização de Principal	1.642.645.423	1.478.731.001	11,08%
- Operações Externas	561.458.229	412.621.517	36,07%
- Outras Fontes	1.081.187.194	1.066.109.484	1,41%
Concessão de Empréstimos e Financiamentos	2.775.497.770	1.918.666.275	44,66%
Dividendos	867.924.517	871.341.062	-0,39%
<b>Dispêndios Correntes</b>	<b>13.697.412.616</b>	<b>13.189.559.017</b>	3,85%
Pessoal e Encargos Sociais	376.724.074	251.468.698	49,81%
Serviços de Terceiros	242.930.935	264.634.356	-8,20%
Utilidades e Serviços	7.997.637	10.431.500	-23,33%
Materiais e Produtos	10.471.143.155	10.027.043.561	4,43%
Juros e Outros	937.860.444	915.199.446	2,48%
- Operações Externas	556.429.822	522.620.987	6,47%
- Outras Fontes	381.430.622	392.578.459	-2,84%
Tributos e Encargos	715.691.027	886.071.288	-19,23%
Outros Dispêndios Correntes	945.065.344	834.710.168	13,22%
<b>Total</b>	<b>19.371.336.109</b>	<b>19.366.334.841</b>	<b>0,03%</b>

### 2.3.10. Evolução dos Gastos Gerais

Eletrobras		
Descrição	2013	2012
<b>1. Passagens</b>	<b>7.593.948,57</b>	<b>9.749.905,49</b>
1.1. Passagens Nacionais	7.083.272,82	9.103.114,32
1.2. Passagens Internacionais	510.675,75	646.791,17
<b>2. Diárias e Ressarcimento de Despesas de Viagens</b>	<b>5.386.896,55</b>	<b>7.104.496,00</b>
<b>3. Serviços Terceirizados</b>	<b>117.359.712,82</b>	<b>151.490.156,96</b>
3.1. Publicidade	16.991.609,35	36.619.414,00
3.2. Vigilância, Limpeza e Conservação	11.416.443,03	9.852.107,98
3.3. Tecnologia da Informação	5.003.498,74	6.481.628,59
3.4. Outras Terceirizações	83.948.161,70	98.537.006,39
3.5. Suprimento de Fundos	-	-
<b>4. Cartão de Crédito Corporativo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>130.340.557,94</b>	<b>168.344.558,45</b>

## *2.2.6. Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos)*

O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz Para Todos, institucionalizado pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, e alterado pelos Decretos nº 6.442, de 25 de abril de 2008, nº 7.324, de 5 de novembro de 2010, nº 7.520, de 8 de julho de 2011 e nº 7.656, de 23 de dezembro de 2011, visa propiciar, até o ano de 2014, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

O Luz Para Todos é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, operacionalizado pela Eletrobras, executado pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e cooperativas de eletrificação rural (agentes executores) e conta também com a participação dos governos estaduais.

O Programa Luz Para Todos visa propiciar, até o ano de 2014, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

Os recursos necessários ao desenvolvimento do Programa vêm do Governo Federal a título de subvenção, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e a título de financiamento, por meio da Reserva Global de Reversão (RGR) ou da Caixa Econômica Federal, além de recursos dos governos estaduais envolvidos e dos agentes executores. Até o final do ano de 2013, esses recursos totalizaram R\$ 21,86 bilhões, sendo R\$ 15,82 bilhões (72%) referentes aos recursos setoriais administrados pela Eletrobras.

No ano de 2013, foram realizadas 87.313 ligações no âmbito do Programa, acumulando um montante de 3.109.842 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 15 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2013, foram realizados 98% da meta global de 3.174.167 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

Considerando apenas os compromissos com a Eletrobras, foram cadastrados no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz Para Todos 10.542 projetos no ano de 2013, totalizando 490.368 projetos desde 2004. Esse total de obras resultou no atendimento de 2.613.713 ligações, o que corresponde a 90% do total de ligações contratadas entre os agentes executores e a Eletrobras, assim como:

- (I) a realização de ligações de unidades consumidoras no meio rural em 5.427 municípios brasileiros;
- (II) a construção de 671.904 km de redes elétricas de alta e baixa tensão;
- (III) a implantação de 6,97 milhões de postes;
- (IV) a instalação de 1.001.893 transformadores; e
- (V) a implantação de 2.108 sistemas fotovoltaicos.

Ainda no âmbito do Programa, a Eletrobras firmou com os agentes executores 18 contratos relacionados a Projetos Especiais, com recursos da CDE, no montante de R\$ 7,61 milhões, visando o atendimento de 377 unidades consumidoras em localidades de extremo isolamento utilizando

Fontes Renováveis de Energia. Desse montante, até o final do ano de 2013, foi comprovada a ligação de 328 unidades consumidoras, por meio de inspeções físicas.

Em 2013, foi liberado R\$ 0,59 bilhão, sendo R\$ R\$ 0,55 bilhão originado de recursos da CDE e R\$ 0,04 bilhão da RGR. Desde 2004, já foi liberado um montante de R\$ 12,62 bilhões (recursos da CDE e RGR), de um total contratado de R\$ 15,82 bilhões, ou seja, 80% do total de recursos contratados.

A seguir, são apresentados os montantes de recursos contratados e liberados de 2004 a 2013, distribuídos por região:

Região	Recursos Setoriais até 31/12/2013 (R\$ milhões)					
	Contratados			Liberados		
	CDE	RGR	CDE+RGR	CDE	RGR	CDE+RGR
Norte	3.793,32	318,29	4.111,61	2.748,15	284,30	3.032,45
Nordeste	6.501,74	942,20	7.443,94	5.201,15	837,42	6.038,57
Centro-Oeste	788,35	589,77	1.378,12	690,84	526,96	1.217,80
Sudeste	858,13	1.174,51	2.032,64	728,28	942,98	1.671,26
Sul	340,58	511,90	852,48	268,53	387,26	655,79
Brasil	12.282,12	3.536,67	15.818,79	9.636,95	2.978,92	12.615,87

A seguir, são apresentadas as quantidades de ligações contratadas e cadastradas no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz Para Todos (Programas de Obras) acrescidas das ligações de Projetos Especiais comprovadas fisicamente pela Eletrobras até 31 de dezembro de 2013, distribuídas por região:

Região	Números de Ligações até 31/12/2013	
	Contratadas entre os Agentes Executores(*) e a Eletrobras	Cadastradas no Sistema LPT + Comprovadas fisicamente nos Projetos Especiais
Norte	608.122	475.346
Nordeste	1.492.610	1.348.112
Centro-Oeste	203.837	189.208
Sudeste	429.048	420.264
Sul	180.783	181.111
Brasil	2.914.400	2.614.041

(\*) - Os Agentes Executores são as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e as cooperativas de eletrificação rural.

#### 2.2.6.6. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado em 26 de abril de 2002 pela Lei nº. 10.438, e regulamentado por meio dos Decretos 5.025/04 e 5.882/08, iniciando o processo de sua implantação em 2004.

O programa tem cumprido seu objetivo de promover a diversificação da matriz energética brasileira a partir do aumento da participação de empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Biomassa. À Eletrobrás foi assegurado o direito à compra e comercialização da energia contratada das usinas do Proinfa pelo período de 20 anos a partir da data de entrada em operação comercial dos empreendimentos.

A realização do programa contribuiu para a diversificação da matriz energética do país por meio do aproveitamento de fontes energéticas locais, além de contribuir para a geração de cerca de 150.000 empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grandes demandas industriais e internalização de tecnologia de ponta.

Até 31 de dezembro de 2013, um total de 131 novos empreendimentos, divididos em 60 PCH (1.159,24 MW), 52 eólicas (1.282,52 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW) foi adicionado à matriz elétrica brasileira, pelo PROINFA, totalizando 2.975,10 MW.

Fontes	Resultados da Contratação		Total de empreendimentos em operação até 31/12/2013	
	Empreendimentos	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	63	1.191,24	60	1.159,24
Eólica	54	1.422,92	52*	1.282,52
Biomassa	27	685,24	19	533,34
Total	144	3.299,40	131	2.975,10

\*Em fevereiro e setembro de 2013, respectivamente, a energia gerada pela UEE Alegria II e pelas usinas dos Parques Eólicos de Água Doce (UEEs: Cascata, Salto, Aquibatã, Amparo, Cruz Alta e Campo Belo) e Bom Jardim (UEEs: Pulpito, Santo Antonio, Bom Jardim, Rio do Ouro) passou a ser contabilizada no âmbito do PROINFA por decisão judicial.

## 2.2.7. Demonstração do Fluxo Financeiro de Projetos ou Programas Financiados com Recursos Externos

Atualmente, a Eletrobras possui com a CGTEE e a Eletrosul contratos de repasse de recursos externos conforme demonstrado a seguir:

Empresa	Empreendimento	Valor Liberado em 2013 (em R\$ milhões)	Valor Liberado até 2012 (em R\$ milhões)
Eletrobras CGTEE	UTE Candiota 2, Fase C	-	-
Eletrobras Eletrosul	PCH's do Complexo São Bernardo	136,1	-

CEPEL

### QUADRO A.2.2.1 – PROGRAMA TEMÁTICO

Identificação do Programa de Governo					
Código Programa	2033				
Título	Energia Elétrica				
Esfera de Recursos - PPA e LOA (em R\$ 1,00)					
Esfera	a) Global PPA 2012-2015	b) Dotação Posição final - 2012	c) Dotação Posição final - 2013	d) Remanescente (a-b-c)	
Orçamentos Fiscal e da Seguridade Social - OFSS					
Orçamento de Investimentos - OI	99.750.625,	20.172.726,	15.037.010,	64.540.889,	
Outras Fontes					
Total	99.750.625,	20.172.726,	15.037.010,	64.540.889,	
Execução Orçamentária e/ou Financeira do Programa - OFSS e OI em 2013 (em R\$ 1,00)					
Lei Orçamentária 2013					
Orçamento Fiscal e da Seguridade Social					Orçamento de Investimento
e)Despesa Empenhada	f)Despesa Liquidada	g)Despesa Paga	h)Restos a Pagar (inscrição 2013)		i)Despesa Realizada
			h.1)Processados	h.2) Não Processados	
					15.037.010,
Restos a Pagar - OFSS - Exercícios Anteriores					
Tipo	j)Posição em 1/01/2013	k)Valor Liquidado	l)Valor Pago	m)Valor Cancelado	n)Valor a Pagar
Não processados					
Processados					
Valores do programa alocados ao órgão representado pela UJ em 2013					
Dotação OFSS		Dotação OI		Outras Fontes	

### QUADRO A.2.2.2 – OBJETIVO

Não se aplica

### QUADRO A.2.2.3.1 – AÇÕES - OFSS

Não se aplica

### QUADRO A.2.2.3.2 – AÇÃO/SUBTÍTULOS - OFSS

Não se aplica

### QUADRO A.2.2.3.3 – AÇÕES NÃO PREVISTAS LOA 2013- RESTOS A PAGAR - OFSS

Não se aplica

**QUADRO A.2.2.3.4 – AÇÕES DO ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO**

Identificação da Ação							
<b>Código</b>	2745			<b>Tipo:</b> Finalístico			
<b>Título</b>	Pesquisa de Tecnologia Avançada no Campo dos Equipamentos e Sistemas Elétricos.						
<b>Iniciativa</b>	01GD – Realização de Pesquisas no Setor Elétrico.						
<b>Objetivo</b>	Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica. <b>Código:0439</b>						
<b>Pograma</b>	<b>Energia Elétrica</b>			<b>Código: 2033 Tipo:Temático</b>			
<b>Unidade Orçamentária</b>	32201 – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL						
<b>Ação Prioritária</b>	( ) Sim ( X ) Não Caso positivo: ( ) PAC ( ) Brasil sem Miséria						
Execução Financeira e Física							
Execução Orçamentária e Financeira			Execução Física - Meta				
Dotação Inicial	Dotação Final	Valor Realizado	Descrição da Meta	Unidade de medida	Previsto	Reprogramado	Realizado
21.250.000,	21.250.000,	15.037.010,	<b>Realizar pesquisas nas áreas de geração, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica.</b>	<b>1</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>15</b>

**Orçamento de Investimento - 2013**

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, dando continuidade aos seus projetos, teve aprovado, o orçamento de investimento para o exercício de 2013 no valor global de R\$ 21.250.000,00, tendo como as maiores fontes de financiamentos os recursos operacionais do Centro e da Eletrobras.

Alguns dos principais investimentos previstos para o período de 2010 a 2014 estavam associados ao projeto para desenvolvimento de tecnologias de alta capacidade para transmissão de energia elétrica a longas distâncias - Projeto LongDist, abrangendo em torno de 50% do valor aprovado para o orçamento de investimento.

No âmbito deste projeto, e incluído entre os mais importantes investimentos da história do CEPEL, encontra-se em construção o Laboratório de Ultra-alta Tensão (LabUAT), na unidade Adrianópolis, município de Nova Iguaçu. Sua finalidade será apoiar o desenvolvimento, e avaliação do desempenho de soluções comerciais, de novas configurações de linhas de transmissão, em níveis de até 1.100 kV CA e  $\pm$  800 kV CC, com alta capacidade, para o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias. Esta nova infraestrutura laboratorial, pioneira no continente americano, terá papel essencial no apoio às atividades de pesquisa aplicada do CEPEL, para vencer os desafios tecnológicos da transmissão da energia dos futuros aproveitamentos hidroelétricos da Amazônia, contribuindo para viabilizar o desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade na região, atendendo em primeiro momento, o empreendimento de Belo Monte.

A fase inicial do LabUAT Externo, já concluída em 2013, é composta pelo pátio central da instalação e está capacitada para realizar pesquisa experimental em UAT, em condições de tempo bom, abrangendo:

- Ensaios de tensão suportável em cadeias de isoladores:
  - Monofásicos ou trifásicos, em corrente alternada;
  - Mono polares ou bipolares, em corrente contínua;
- Ensaios de isolamento a impulso atmosférico e de manobra em cadeias de isoladores;
- Ensaios de isolamento a impulso atmosférico e de manobra em configurações de linha fase-fase;
- Medição da tensão de radio interferência em cadeias de isoladores;
- Medição de corona em cadeias de isoladores;
- Distribuição de potencial em cadeias de isoladores.

As aquisições dos equipamentos envolvidos, bem como a realização das obras de infraestrutura laboratorial necessárias, apresentaram desafios em função de sua complexidade e ineditismo, que resultaram em prazos de duração para as fases de especificação, projeto e licitação mais longos do que inicialmente previsto.

A realização do orçamento de investimentos para os exercícios de 2010, 2011 e 2012 apresentou uma melhora gradativa, totalizando 49%, 59% e 81% respectivamente, da dotação final do orçamento aprovado.

Em 2013, atingimos uma realização de R\$ 15.037.010,00 que representa 71% do orçamento aprovado para o exercício. Assim, uma pequena parte do Orçamento de Investimento, previsto para 2013, será deslocada para o exercício de 2014.

## **2.3. Outros Resultados**

### ELETOBRAS

#### ***2.3.1. Estratégias de Atuação***

Ultrapassado o ponto de inflexão que foi o advento da Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, tornou-se imperativo retomar o ritmo do Planejamento e Gestão do Sistema Eletrobras o qual pode ser concentrado em quatro ações:

1. revisitação do PDNG 2013-2017 para o período 2014-2018;
2. elaboração de um plano de ação operacional para os projetos e iniciativas integrantes do plano de negócio;
3. pactuação de metas de negócios da empresa com a *holding* na plataforma do Contrato de Metas e Desempenho Empresarial (CMDE);
4. elaboração do Plano de Negócios Consolidado do Sistema Eletrobras.

No que diz respeito à execução da carteira de projetos do PDNG 2013-2017 houve resultados positivos, como o desenvolvimento dos estudos de readequação do atual modelo de negócios da Eletrobras e as ações para a redução dos custos e aumento da eficiência operacional. No que diz respeito à execução da carteira de projetos do PDNG 2013-2017 tivemos resultados positivos, como o desenvolvimento dos estudos de readequação do atual modelo de negócios da Eletrobras e as ações para a redução dos custos e aumento da eficiência operacional.

## 2.3.2. Principais Resultados do PDNG 2013-2017 em 2013

### 2.3.2.1. Resultados das medidas executivas

Medidas Executivas	Resultados
<b>Contingenciamento do orçamento de materiais, serviços e outras despesas, aplicado sobre a base 2012, para todas as empresas Eletrobras, em 2013.</b>	Redução do PMSO em 5% em termos reais, em comparação aos gastos verificados no ano de 2012, expurgando os valores gastos em 2013 com o Plano de Incentivo ao Desligamento (PID).
<b>Reestruturação do modelo de negócios, societário, organizacional, de governança e gestão para as empresas Eletrobras, contratando para isso consultoria especializada visando ao apoio aos estudos e posterior implantação.</b>	Início, em setembro de 2013, do projeto que contempla a reestruturação do atual modelo de negócios das empresas Eletrobras e a readequação de seu Plano Estratégico 2010-2020 e desdobramentos. A sua conclusão está prevista para junho de 2014.
<b>Conclusão, em 90 dias, dos estudos para alternativas de reestruturação do negócio Distribuição.</b>	Estudo das alternativas para a reestruturação do negócio de distribuição finalizado. A decisão sobre a alternativa a ser adotada será integrada às avaliações do novo modelo de negócios da Eletrobras, cujo projeto está em andamento, e também às regras de renovação das concessões de distribuição.
<b>Criação imediata de Comitê Executivo na Eletrobras para supervisão e acompanhamento do empreendimento Angra 3.</b>	Comitê Executivo na Eletrobras para supervisão e acompanhamento do empreendimento Angra 3 criado e em pleno funcionamento.
<b>Criação, em 90 dias, da SPE Eletrobras Corrente Contínua Transmissora de Energia para unificação e execução das atividades de operação e manutenção do sistema de transmissão do Madeira.</b>	Constituição do Grupo de Trabalho Operacional do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica das Usinas de Santo Antonio e Jirau, no Rio Madeira, como alternativa à criação da referida SPE. Esta solução de consenso entre todos os agentes participantes tem maior aderência ao objetivo pretendido, que é o de congregar esforços e implementar soluções conjuntas que viabilizem e otimizem as questões operacionais, regulatórias, socioambientais e de infraestrutura de apoio à manutenção e operação do referido sistema elétrico, garantindo a eficiência dos processos e a otimização dos custos.
<b>Criação imediata na <i>holding</i> de um órgão para a gestão centralizada de assuntos regulatórios.</b>	Criada a Comissão Executiva de Assuntos Regulatórios para atuar proativamente nas conformações regulatórias que venham a afetar o resultado da Eletrobras, além de dar tratamento adequado às advertências, notificações, multas e penalidades impostas às empresas Eletrobras pelos órgãos reguladores. A criação de uma Unidade Organizacional está condicionada às recomendações provenientes da consultoria Roland Berger.



### 2.3.2.1. Destaques da Carteira de Projetos

Projetos	Resultados
<b>Plano de Incentivo ao Desligamento das empresas Eletrobras – PID</b>	Lançamento do Plano de Incentivo ao Desligamento (PID), com adesão de 4.448 empregados e 4.221 desligamentos ocorridos até dezembro de 2013. Há uma previsão de economia anual de R\$ 1,13 bilhões nos gastos de Pessoal (-20%). Na Eletronuclear: o início do PID está previsto para 2015, com adesão prevista de 450 empregados, gerando economia anual de R\$ 139 milhões.
<b>Padronização do Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP)</b>	Padronização do Sistema SAP ERP como o sistema integrado de gestão empresarial para as empresas Eletrobras. O Plano para implantação, incluindo os requisitos de integração para alcance da maior sinergia possível, está em andamento.
<b>Consolidação das informações corporativas gerenciais</b>	Aprimoramento do Relatório Executivo ao Conselho de Administração, mapeamento e detalhamento das categorias de informações do Banco de Gestão Empresarial (BGE) e planejamento para implantação de sistema informatizado para disponibilização dessas informações.
<b>Revisão do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020 e seus desdobramentos</b>	Início, em setembro de 2013, do projeto que contempla a reestruturação do atual modelo de negócios das empresas Eletrobras e a readequação de seu Plano Estratégico 2010-2020 e desdobramentos. A Eletrobras está trabalhando com o suporte da consultoria Roland Berger Associados. A sua conclusão está prevista para junho de 2014.
<b>Novo Modelo de Negócios para o Sistema Eletrobras</b>	
<b>Reestruturação do Modelo de Gestão</b>	
<b>Reestruturação do Modelo de Governança Corporativa</b>	
<b>Criação de Centro de Serviços Compartilhados</b>	
<b>Modelo de Gestão Unificada para as Sociedades de Propósito Específico</b>	
<b>Desoneração de atividades não vinculadas diretamente às concessões</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A desoneração dos custos de Itaparica: de acordo com o Aviso nº 28 do Ministério da Integração Nacional, os custos associados à operação e manutenção da infraestrutura de irrigação de uso comum dos perímetros irrigados de Itaparica serão transferidos para a CODESVASF a partir de 01/06/2014;</li> <li>• A remuneração do sistema de transmissão de Furnas está em análise na Aneel.</li> </ul>
<b>Obtenção de valor remanescente para indenizações em ativos de G e T com concessão prorrogada pela Lei 12.873/2013</b>	A Eletrobras continua atuando proativamente na obtenção do valor remanescente para indenizações em ativos de G e T com concessão prorrogada, tendo criado grupo de trabalho liderado pela <i>holding</i> , com a participação das empresas de G e T para tratar desse assunto. Estão em discussão com a Aneel a recuperação de

	valores da ordem de: <ul style="list-style-type: none"> <li>• R\$ 6,79 bilhões, para G e</li> <li>• R\$ 8 bilhões, para T.</li> </ul>
--	---

<b>Projetos</b>	<b>Resultados</b>
<b>Internacionalização</b>	Aquisição de 50% das ações da empresa uruguaia ROUAR S/A, que atua na área de geração eólica, sendo responsável pela implantação do parque eólico Artilleros (65 MW), no Uruguai.
<b>Estudo de Alternativas para a CGTEE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• As usinas NUTEPA (24MW) e São Jerônimo (20MW) deixaram de operar a partir de 31/12/2013.</li> <li>• A Fase A da usina de Candiota (126MW) deixará de operar em 07/07/2015 (término da concessão).</li> <li>• A Fase B da usina de Candiota (320MW) terá novo contrato de compra, após ajustes previstos no TAC assinado.</li> <li>• Para a Fase C de Candiota (350MW) foram eliminadas pela Aneel as penalidades constantes na cláusula 14 de todos os contratos de compra de energia no ambiente regulado (CCEARs), e serão adquiridos 55 MW médios da Eletrobras Eletronorte até o final da vigência do contrato da Fase C.</li> </ul>
<b>Criação de empresa controlada pela Eletrobras, resultante do processo de desverticalização da Amazonas Energia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Foi criada a Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. – AmGT (CNPJ nº 17.957.780/0001-65) com estrutura funcional mínima constituída.</li> <li>• Foram eleitos membros de seu Conselho de Administração e de sua Diretoria Executiva.</li> <li>• Aguarda-se parecer final da Aneel para valoração dos ativos envolvidos e transferência da nova sociedade para a <i>holding</i>.</li> </ul>
<b>Estruturação financeira para atendimento a compromissos de curto e médio prazo e financiamento à expansão</b>	Modelagem de um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FDIC – a ser implantado para uma maior agilidade na gestão de caixa das empresas Eletrobras.

### ***2.3.3. O Contrato de Metas e Desempenho Empresarial – CMDE***

A Eletrobras vem atuando para aprimorar seus mecanismos de gestão na busca de melhores níveis de desempenho. O Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE é um dos pilares importantes nesse processo, pois induz à gestão do desempenho dos processos nos diferentes níveis das empresas Eletrobras que estabelecem, individualmente, um conjunto de ações para alcance dos objetivos e metas definidos.

Os contratos assinados entre a Eletrobras *holding* e suas empresas englobam um ciclo de 5 (cinco) anos e estabelecem metas de desempenho empresarial por meio de indicadores claramente definidos em protocolos específicos, nas dimensões econômico-financeira, operacional e socioambiental.

A apuração dos resultados dos indicadores segue um processo que envolve: as áreas operacionais da Eletrobras *holding* que apoiam na avaliação das metas e indicadores apurados frente aos protocolos estabelecidos; as áreas de gestão das empresas e da *holding* que atuam na consolidação e avaliação desses resultados e a Diretoria e Conselho de Administração da Eletrobras, na última etapa, que

apreciam o desempenho das empresas controladas e da própria *holding*, apresentando as recomendações necessárias.

Os contratos originais entre a Eletrobras holding e suas empresas controladas foram assinados em 30 de dezembro de 2009, englobando inicialmente metas para o ano de 2010, com base nas diretrizes estabelecidas no seu Plano Estratégico, conforme orientações do Conselho de Administração da Eletrobras. A definição das metas para o período 2011-2014 e a revisão de algumas metas de 2010 foram realizadas durante os primeiros meses de 2010, o que resultou em um aditivo contratual.

Nos exercícios de 2010 e 2011 foi monitorado o desempenho das empresas Eletrobras de Geração, Transmissão e Distribuição, frente às metas pactuadas. Nesses anos foram estabelecidos e monitorados 11 (onze) indicadores para as empresas de G&T e 12 (doze) para as empresas de Distribuição.

As metas pactuadas para 2012, e que haviam sido contratadas em 2010, foram readequadas em função dos novos critérios para a apuração de indicadores financeiros motivados pela adoção do modelo contábil IFRS e por mudanças nos cenários de negócio das empresas Eletrobras. Naquele ano, o painel do CMDE foi ampliado, passando a vigorar o total de 12 (doze) indicadores para as empresas Eletrobras de Geração e Transmissão e 15 (quinze) indicadores para as empresas Eletrobras de Distribuição. A Eletrobras *holding* passou a contar com um painel próprio contendo 11 (onze) indicadores nas dimensões econômico-financeira e gestão, governança e sociedade.

No exercício de 2012, além do monitoramento do desempenho das empresas Eletrobras de Geração, Transmissão e Distribuição frente às metas pactuadas, foi monitorado o desempenho da Eletrobras *holding*.

#### *2.3.3.1. Realização dos Indicadores do CMDE 2013*

A nova realidade do setor elétrico nacional, em decorrência da Lei nº 12.783, impôs um imediato realinhamento estratégico da Eletrobras e, por conseguinte, a readequação das metas de desempenho das empresas Eletrobras para integrarem o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE) para o ciclo 2013 a 2017. Nesse processo, o painel de indicadores foi ampliado e passou a contar com 13 (treze) indicadores para as empresas Eletrobras de Geração e Transmissão, 16 (dezesesseis) para as empresas Eletrobras de Distribuição e 12 (doze) para a Eletrobras *holding*. Tanto o painel de indicadores quanto as metas associadas foram aprovados pelo Conselho de Administração da Eletrobras.

Os painéis do CMDE para o ciclo 2013-2017 são os seguintes:

### Indicadores do CMDE 2013-2017 – Geração & Transmissão



### Indicadores do CMDE 2013-2017 - Distribuição



### Indicadores do CMDE 2013-2017 - Holding



### 2.3.3.2. Resultado Alcançado em 2013

No exercício de 2013, foi monitorado o desempenho dos indicadores do CMDE das empresas Eletrobras de Geração, Transmissão, Distribuição, bem como da Eletrobras *holding*, frente às metas pactuadas. Após a divulgação do resultado de 2013 das empresas Eletrobras, ocorrida no final de março do corrente ano, foi iniciado o processo de apuração de fechamento do ano para os indicadores do CMDE. Os resultados preliminares, até novembro de 2013, são os seguintes:

### Empresas Eletrobras de Geração e Transmissão

Sentido Melhor	Indicadores e Componentes	Unidade	Peso	E. CGTEE		E. Chesf		E. Eletronorte		E. Eletronuclear		E. Eletrosul		E. Furnas	
				Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013
<b>INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS</b>															
↓	PM50 Ajustado (Controladora) ROL Ajustado (Controladora)	%	3	186,1%	217,2%	103,9%	100,5%	43,5%	45,3%	68,0%	92,0%	64,6%	73,2%	88,0%	92,2%
	PM50 Ajustado (Controladora)	R\$ Mil	-	468.780	530.413	3.077.594	3.872.519	1.755.317	1.929.317	1.135.487	1.578.886	505.052	678.545	3.104.710	3.349.096
	ROL Ajustado (Controladora)	R\$ Mil	-	251.885	244.171	2.982.012	3.653.953	4.036.199	4.256.992	1.670.231	1.714.849	781.227	926.960	3.529.312	3.633.250
↓	Dívida Líquida (Consolidado) EBITDA (Consolidado)	Índice	2	NA	NA	N/A	NA	1,85	2,46	6,12	27,48	8,14	13,58	1.328,97	NA
	Dívida Líquida (Consolidado)	R\$ Mil	-	1.534.090	1.592.482	-2.327.716	-1.091.128	3.059.397	4.067.486	3.221.815	3.160.437	2.222.125	2.898.991	7.011.640	7.827.538
	EBITDA (Consolidado)	R\$ Mil	-	-244.349	-321.822	-800.769	-798.725	1.656.966	1.652.425	526.707	114.991	273.139	213.532	5.276	-39.625
↑	Lucro Líquido Patrimônio Líquido	%	3	N/A	N/A	-3,2%	-5,2%	12,5%	7,8%	1,4%	-4,2%	4,8%	1,1%	-5,2%	-2,3%
	LL	R\$ Mil	-	-385.989	-470.307	-366.672	-577.132	1.544.891	906.205	90.123	-256.654	264.513	57.413	-576.432	-260.533
	PL	R\$ Mil	-	-94.915	-99.148	11.304.920	11.094.327	12.356.299	11.628.124	6.396.786	6.094.766	5.491.181	5.228.035	11.181.959	11.569.592
↑	Investimento Realizado (Consolidado) Investimento Aprovado (Consolidado)	%	2	45,0%	90,0%	76,9%	84,4%	55,9%	85,0%	75,5%	90,0%	78,9%	90,0%	70,2%	90,0%
	Investimento Realizado (Consolidado)	R\$ Mil	-	58.070	116.132	2.288.376	2.758.206	648.153	952.639	1.354.966	1.325.097	1.422.071	1.599.038	1.689.844	2.175.756
	Investimento Aprovado (Consolidado)	R\$ Mil	-	129.035	129.035	2.975.362	3.268.018	1.156.800	1.120.752	1.795.762	1.472.330	1.802.359	1.776.710	2.405.600	2.417.507
↑	EBITDA (Consolidado) ROL (Consolidado)	%	2	-97,0%	-131,8%	-27,0%	-21,9%	41,1%	38,8%	31,5%	6,7%	35,0%	23,0%	0,1%	-1,1%
	EBITDA (Consolidado)	R\$ Mil	-	-244.349	-321.822	-800.769	-798.725	1.656.966	1.652.425	526.707	114.991	273.139	213.532	5.276	-39.625
	ROL (Consolidado)	R\$ Mil	-	251.885	244.171	2.982.012	3.653.953	4.036.199	4.256.992	1.670.231	1.714.849	781.227	926.960	3.529.312	3.633.250
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Econômica)	Pontos	0,25	57,5	52,8	58,8	44,6	60,3	52,6	59,0	51,8	55,5	52,2	71,8	48,6
<b>INDICADORES OPERACIONAIS</b>															
↑	Índice DISPGR = $\frac{(1 - TEFA) \times (1 - TEIP)}{(1 - TEFRa) \times (1 - TEFRn)}$	Índice	2	0,663	0,653	1,093	1,000	1,064	1,000	1,012	1,000	1,020	0,970	0,974	0,925
↓	PV = Parcela Variável na Transmissão	%	2	NA	NA	4,23%	5,00%	2,86%	4,00%	NA	NA	1,14%	2,85%	2,37%	5,00%
↑	Índice DISPPL - Disponibilidade de linhas de transmissão	%	2	NA	NA	99,92%	99,62%	99,87%	99,88%	NA	NA	99,89%	99,75%	99,72%	99,30%
<b>INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS</b>															
↑	Valor obtido na Pesquisa de Clima (Organizacional (dezembro))	%	1	49,52%	63,0%	67,59%	66,0%	70,13%	66,0%	66,7%	66,0%	57,69%	65,0%	64,73%	66,0%
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Social)	Pontos	0,25	59,5	54,0	62,4	61,4	63,4	59,3	57,0	58,8	63,9	61,0	73,0	67,9
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Ambiental)	Pontos	0,25	57,4	47,9	48,9	39,2	59,9	49,7	57,0	47,8	54,7	45,4	61,5	49,9
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Alterações climáticas)	Pontos	0,25	41,5	41,8	47,0	46,2	59,3	45,4	54,0	46,8	51,0	51,0	50,5	48,3

Legenda: ■ acima da meta ■ entre 95% e 100% da meta ■ entre 80% e 95% da meta ■ abaixo de 80% da meta

## Empresas Eletrobras de Distribuição

Sentido Melhor	Indicadores e Componentes	Unidade	Peso	ED. Acre		ED. Alagoas		ED. Amazonas D		ED. Piauí		Ed. Rondonia		ED. Roraima	
				Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013	Realizado nov/13	Meta 2013
<b>INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS</b>															
↓	PMSO Ajustado ROL Ajustada	%	3	46,18%	40,76%	42,62%	39,50%	42,95%	37,39%	32,93%	45,56%	34,90%	28,19%	54,23%	58,41%
	PMSO Ajustado	R\$ MI		121.704	127.539	315.688	320.749	662.807	620.270	251.531	424.851	267.415	277.947	86.207	98.493
	ROL Ajustada	R\$ MI		263.517	312.911	740.626	812.079	1.543.262	1.659.115	763.920	932.457	766.292	986.069	158.967	168.619
↓	Dívida Líquida EBITDA	Índice		3,69	30,47	***	8,31	***	-10,21	12,95	13,21	***	4,06	***	***
	Dívida Líquida	R\$ MI	2	56.399	259.894	538.649	593.828	1.087.319	832.151	720.178	766.584	397.219	253.934	9.637	118.161
	EBITDA	R\$ MI		15.272	8.529	-66.771	71.420	21.185	-81.508	55.605	58.038	-73.457	62.487	-33.517	-80.042
↑	Lucro Líquido Patrimônio Líquido	%		-30,5%	-18,5%	-291,2%	-21,6%	N/A	N/A	-177,3%	-34,4%	-77,3%	-30,2%	N/A	N/A
	LL	R\$ MI	3	-45.890	-25.014	-116.803	-32.108	-795.212	-604.967	-172.125	-70.279	-56.474	-61.511	34.204	-75.198
	PL	R\$ MI		150.469	135.158	40.105	148.524	-1.826.259	-17.451	97.054	204.168	73.045	203.777	-1.035	-68.682
↑	Investimento Realizado Investimento Aprovado	%	2	34,7%	90,0%	61,0%	90,0%	75,4%	90,0%	66,9%	90,0%	78,8%	90,0%	54,2%	90,0%
	Investimento Realizado	R\$ MI		42.800	131.601	87.100	143.283	890.800	394.260	174.462	242.028	150.800	210.719	13.500	29.443
	Investimento Aprovado	R\$ MI		123.400	146.223	142.700	159.203	1.181.200	438.067	260.800	268.920	191.400	234.132	24.900	32.714
↑	EBITDA ROL	%	2	5,8%	2,7%	-9,0%	8,8%	1,4%	-4,9%	7,3%	6,2%	-9,6%	6,3%	-21,1%	-47,5%
	EBITDA	R\$ MI		15.272	8.529	-66.771	71.420	21.185	-81.508	55.605	58.038	-73.457	62.487	-33.517	-80.042
	ROL	R\$ MI		263.517	312.911	740.626	812.079	1.543.262	1.659.115	763.920	932.457	766.292	986.069	158.967	168.619
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Econômica)	Pontos	0,25	46,5	43,3	51,5	43,3	51,0	48,6	48,3	41,3	52,3	43,3	N/A	N/A
<b>INDICADORES OPERACIONAIS</b>															
↑	IASC ANEEL	%	1	40,2%	50,0%	56,3%	63,0%	54,6%	66,5%	51,9%	47,9%	57,2%	51,7%	58,7%	66,5%
↓	DEC	horas	1	64,3%	54,4	26,8	24,7	52,3	51,0	27,7	25,9	34,9	29,6	12,3	11,5
↓	FEC	ocorrências	1	43,8	44,2	14,0	18,4	36,6	41,0	21,5	21,4	29,7	26,0	20,1	22,6
↓	TMAE	minutos	1	455,23	350,00	308,80	300,00	263,53	143,00	326,57	273,60	278,39	261,00	80,71	64,70
↓	Perdas totais	%	2	24,3% (*)	19,75%	26,51%	22,58%	38,16%	30,62%	30,10%	24,64%	24,69%	19,67%	12,1%	10,9%
↓	Inadimplência	%	1	14,2%	14,8%	14,5%	16,4%	10,5%	10,3%	20,4%	21,5%	13,5%	14,6%	27,8%	20,1%
<b>INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS</b>															
↑	Valor obtido na Pesquisa de Clima (Organizacional) (dezembro)	%	1	59,95%	66,00%	59,15%	66,00%	62,50%	66,00%	61,57%	66,00%	66,55%	66,00%	67,07%	66,00%
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Social)	Pontos	0,25	60,9	50,4	59,8	50,4	56,7	57,7	59,2	47,0	60,2	50,4	N/A	N/A
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Ambiental)	Pontos	0,25	45,4	36,0	39,9	36,0	48,3	43,6	37,1	31,1	23,6	36,0	N/A	N/A
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Alterações climáticas)	Pontos	0,25	48,5	42,8	54,0	42,8	54,8	46,1	57,0	42,8	52,5	42,8	N/A	N/A

Legenda: ■ acima da meta ■ entre 95% e 100% da meta ■ entre 80% e 95% da meta ■ abaixo de 80% da meta  
 (\*) informação apurada no 3o. Trimestre 2013

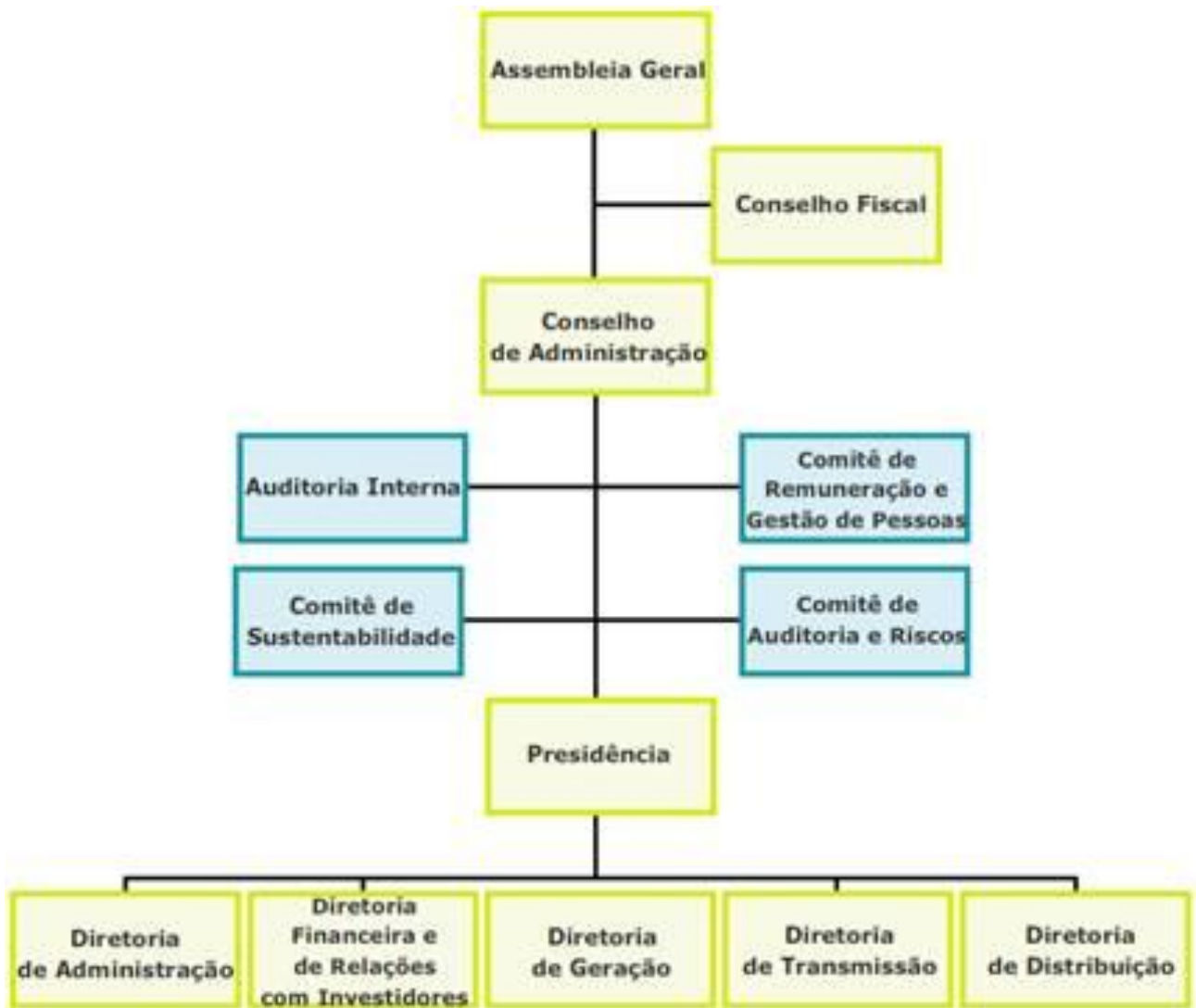
**CEPEL**

Não se aplica.

### 3. ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA E DE AUTOCONTROLE DA GESTÃO

#### ELETRORBRAS

##### 3.1. Estrutura de Governança





## CEPEL

Conforme art. 14º do Estatuto da empresa de 09/02/12, a Associação conta com um Conselho Deliberativo, e é administrada por uma Diretoria Executiva, constituída por um Diretor-Geral, e Diretores; é fiscalizada por um Conselho Fiscal e seus Associados reunir-se-ão, em Assembleia Geral, para fins especificamente previstos em seu Estatuto.

Na Assembleia Geral do CEPEL realizada em 04/09/12, Ata da 15ª Reunião e 2ª do Exercício de 2012, a Associação passou a ser composta por uma Diretoria Executiva constituída por um Diretor-Geral, um Diretor de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, um Diretor Administrativo e Financeiro e um Diretor de Laboratórios e Pesquisa Experimental.

O prazo do mandato dos membros da Diretoria é de 3 anos, podendo ser reeleitos.

Conforme artigo 18º do Estatuto compete ao Conselho Deliberativo deliberar sobre:

- I. Diretrizes e linhas de atuação do CEPEL;*
- II. Plano de organização dos serviços básicos do CEPEL;*
- III. Normas para a execução de trabalhos para Associados, Participantes e Colaboradores, ou terceiros;*
- IV. Seu Regimento Interno;*
- V. Composição do programa de trabalho;*
- VI. Plano salarial dos empregados da Associação;*
- VII. Empréstimos internos e externos da Associação;*
- VIII. Orçamento anual apresentado pela Diretoria Executiva;*
- IX. Aquisição, alienação ou oneração de bens imóveis pertencentes ao patrimônio da Associação, ou de bens móveis quando o negócio não estiver contemplado no orçamento aprovado pelo Conselho e seu valor exceda a 5% (cinco por cento) do patrimônio líquido do último exercício e corrigido até a data, ou quando, em qualquer hipótese, haja necessidade da avaliação de eventual comprometimento pelo negócio pretendido, da estabilidade econômico-financeira da Associação;*
- X. Quantitativo de funções de confiança da gerência superior do CEPEL, atribuídas a técnicos e especialistas, estranhos ao quadro permanente do Centro, limitado ao máximo de 5 (cinco);*
- XI. Quaisquer outros assuntos que lhe forem submetidos pela Diretoria Executiva;*
- XII. Regimento do Conselho Consultivo;*
- XIII. Demais assuntos atribuídos pelo presente Estatuto.*

As competências do Conselho Fiscal estão dispostas no art. 23 do Estatuto:

- I. Eleger seu Presidente;*
- II. Fiscalizar os atos da Administração e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários;*
- III. Opinar sobre o relatório anual da Diretoria Executiva, fazendo constar de seu parecer as informações complementares que julgar necessárias ou úteis à manifestação do Conselho Deliberativo e da Assembleia Geral;*
- IV. Opinar sobre as propostas da Diretoria Executiva, a serem submetidas ao Conselho Deliberativo, relativas a planos de investimentos e relatórios de execução do orçamento;*
- V. Denunciar à Diretoria Executiva e, se esta não tomar as providências necessárias para a proteção dos interesses da entidade, ao Conselho Deliberativo, os erros, fraudes ou outros ilícitos de que tiver conhecimento, envolvendo bens ou serviços do CEPEL, e sugerir providências a respeito, que reputar úteis à Associação;*



- VI. *Examinar o balancete e demonstrações financeiras do exercício associativo e sobre eles opinar;*
- VII. *Tomar conhecimento e analisar a documentação contábil, orçamentária, financeira e técnica do CEPEL, que, de acordo com as normas vigentes, lhe deva ser apresentada, bem como apreciar as demais matérias que, dentro de suas atribuições, lhe forem submetidas;*
- VIII. *Solicitar à Diretoria Executiva, sempre que entender necessário, esclarecimentos ou informações, assim como a elaboração de demonstrações financeiras ou contábeis especiais;*
- IX. *Elaborar seu Regimento Interno.*

O CEPEL conta também, com uma Auditoria Interna que foi criada em 07/08/95, através da Resolução de Diretoria n°. 023, e em conformidade ao § 3º do art. 15 do Decreto n°. 3.591/00, está hierarquicamente subordinada ao Conselho Deliberativo, vinculando-se administrativamente e funcionalmente ao Diretor-Geral.

Está estabelecida nos normativos internos, consolidados na Resolução de Diretoria RES-112/11, de 21/12/11, e também espelhada no organograma do Centro, segundo a sua última revisão, em 26/11/13.

A missão da Auditoria Interna é prestar assessoramento à Alta Administração, avaliando a eficácia das operações da empresa e propor a adoção de medidas que propiciem melhor atuação na condução de suas atividades, além de atender aos órgãos externos de fiscalização.

O CEPEL conta ainda, com uma Auditoria Independente que analisa e emite Parecer sobre as Demonstrações Financeiras do Centro.

### 3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos

#### ELETROBRAS

**QUADRO A.3.2 – AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS I**

ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS A SEREM AVALIADOS	VALORES				
	1	2	3	4	5
<b>Ambiente de Controle</b>					
1. A alta administração percebe os controles internos como essenciais à consecução dos objetivos da unidade e dão suporte adequado ao seu funcionamento.					X
2. Os mecanismos gerais de controle instituídos pela UJ são percebidos por todos os servidores e funcionários nos diversos níveis da estrutura da unidade.				X	
3. A comunicação dentro da UJ é adequada e eficiente.				X	
4. Existe código formalizado de ética ou de conduta.					X
5. Os procedimentos e as instruções operacionais são padronizados e estão postos em documentos formais.					X
6. Há mecanismos que garantem ou incentivam a participação dos funcionários e servidores dos diversos níveis da estrutura da UJ na elaboração dos procedimentos, das instruções operacionais ou código de ética ou conduta.				X	
7. As delegações de autoridade e competência são acompanhadas de definições claras das responsabilidades.					X
8. Existe adequada segregação de funções nos processos e atividades da competência da UJ.				X	
9. Os controles internos adotados contribuem para a consecução dos resultados planejados pela UJ.					X
<b>Avaliação de Risco</b>					
10. Os objetivos e metas da unidade jurisdicionada estão formalizados.				X	
11. Há clara identificação dos processos críticos para a consecução dos objetivos e metas da unidade.				X	
12. É prática da unidade o diagnóstico dos riscos (de origem interna ou externa) envolvidos nos				X	

seus processos estratégicos, bem como a identificação da probabilidade de ocorrência desses riscos e a consequente adoção de medidas para mitigá-los.					
13. É prática da unidade a definição de níveis de riscos operacionais, de informações e de conformidade que podem ser assumidos pelos diversos níveis da gestão.				X	
14. A avaliação de riscos é feita de forma contínua, de modo a identificar mudanças no perfil de risco da UJ ocasionadas por transformações nos ambientes interno e externo.				X	
15. Os riscos identificados são mensurados e classificados de modo a serem tratados em uma escala de prioridades e a gerar informações úteis à tomada de decisão.				X	
16. Não há ocorrência de fraudes e perdas que sejam decorrentes de fragilidades nos processos internos da unidade.				X	
17. Na ocorrência de fraudes e desvios, é prática da unidade instaurar sindicância para apurar responsabilidades e exigir eventuais ressarcimentos.					X
18. Há norma ou regulamento para as atividades de guarda, estoque e inventário de bens e valores de responsabilidade da unidade.					X
<b>Procedimentos de Controle</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
19. Existem políticas e ações, de natureza preventiva ou de detecção, para diminuir os riscos e alcançar os objetivos da UJ, claramente estabelecidas.					X
20. As atividades de controle adotadas pela UJ são apropriadas e funcionam consistentemente de acordo com um plano de longo prazo.				X	
21. As atividades de controle adotadas pela UJ possuem custo apropriado ao nível de benefícios que possam derivar de sua aplicação.				X	
22. As atividades de controle adotadas pela UJ são abrangentes e razoáveis e estão diretamente relacionadas com os objetivos de controle.				X	
<b>Informação e Comunicação</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
23. A informação relevante para UJ é devidamente identificada, documentada, armazenada e comunicada tempestivamente às pessoas adequadas.				X	
24. As informações consideradas relevantes pela UJ são dotadas de qualidade suficiente para permitir ao gestor tomar as decisões apropriadas.				X	
25. A informação disponível para as unidades internas e pessoas da UJ é apropriada, tempestiva, atual, precisa e acessível.		X			
26. A Informação divulgada internamente atende às expectativas dos diversos grupos e indivíduos da UJ, contribuindo para a execução das responsabilidades de forma eficaz.				X	
27. A comunicação das informações perpassa todos os níveis hierárquicos da UJ, em todas as direções, por todos os seus componentes e por toda a sua estrutura.				X	
<b>Monitoramento</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
28. O sistema de controle interno da UJ é constantemente monitorado para avaliar sua validade e qualidade ao longo do tempo.				X	
29. O sistema de controle interno da UJ tem sido considerado adequado e efetivo pelas avaliações sofridas.				X	
30. O sistema de controle interno da UJ tem contribuído para a melhoria de seu desempenho.					X
<b>Análise Crítica: Tópicos a serem mencionados (não se trata de redação final para este item)</b>					
<p><b>Escala de valores da Avaliação:</b></p> <p>(1) <b>Totalmente inválida:</b> Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente <b>não observado</b> no contexto da UJ.</p> <p>(2) <b>Parcialmente inválida:</b> Significa que o conteúdo da afirmativa é <b>parcialmente observado</b> no contexto da UJ, porém, <b>em sua minoria</b>.</p> <p>(3) <b>Neutra:</b> Significa que <b>não há como avaliar</b> se o conteúdo da afirmativa é ou não observado no contexto da UJ.</p> <p>(4) <b>Parcialmente válida:</b> Significa que o conteúdo da afirmativa é <b>parcialmente observado</b> no contexto da UJ, porém, <b>em sua maioria</b>.</p> <p>(5) <b>Totalmente válida.</b> Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente <b>observado</b> no contexto da UJ.</p>					

**QUADRO A.3.2 – AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS**

<b>ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS A SEREM AVALIADOS</b>	<b>VALORES</b>				
<b>Ambiente de Controle</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1. A alta administração percebe os controles internos como essenciais à consecução dos objetivos da unidade e dão suporte adequado ao seu funcionamento.					X
2. Os mecanismos gerais de controle instituídos pela UJ são percebidos por todos os servidores e funcionários nos diversos níveis da estrutura da unidade.			X		
3. A comunicação dentro da UJ é adequada e eficiente.			X		
4. Existe código formalizado de ética ou de conduta.					X
5. Os procedimentos e as instruções operacionais são padronizados e estão postos em documentos formais.				X	
6. Há mecanismos que garantem ou incentivam a participação dos funcionários e servidores dos diversos níveis da estrutura da UJ na elaboração dos procedimentos, das instruções operacionais ou código de ética ou conduta.					X
7. As delegações de autoridade e competência são acompanhadas de definições claras das responsabilidades.				X	
8. Existe adequada segregação de funções nos processos e atividades da competência da UJ.				X	
9. Os controles internos adotados contribuem para a consecução dos resultados planejados pela UJ.				X	
<b>Avaliação de Risco</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
10. Os objetivos e metas da unidade jurisdicionada estão formalizados.				X	
11. Há clara identificação dos processos críticos para a consecução dos objetivos e metas da unidade.			X		
12. É prática da unidade o diagnóstico dos riscos (de origem interna ou externa) envolvidos nos seus processos estratégicos, bem como a identificação da probabilidade de ocorrência desses riscos e a consequente adoção de medidas para mitigá-los.			X		
13. É prática da unidade a definição de níveis de riscos operacionais, de informações e de conformidade que podem ser assumidos pelos diversos níveis da gestão.			X		
14. A avaliação de riscos é feita de forma contínua, de modo a identificar mudanças no perfil de risco da UJ ocasionadas por transformações nos ambientes interno e externo.			X		
15. Os riscos identificados são mensurados e classificados de modo a serem tratados em uma escala de prioridades e a gerar informações úteis à tomada de decisão.			X		
16. Não há ocorrência de fraudes e perdas que sejam decorrentes de fragilidades nos processos internos da unidade.			X		
17. Na ocorrência de fraudes e desvios, é prática da unidade instaurar sindicância para apurar responsabilidades e exigir eventuais ressarcimentos.					X
18. Há norma ou regulamento para as atividades de guarda, estoque e inventário de bens e valores de responsabilidade da unidade.				X	
<b>Procedimentos de Controle</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
19. Existem políticas e ações, de natureza preventiva ou de detecção, para diminuir os riscos e alcançar os objetivos da UJ, claramente estabelecidas.			X		
20. As atividades de controle adotadas pela UJ são apropriadas e funcionam consistentemente de acordo com um plano de longo prazo.				X	
21. As atividades de controle adotadas pela UJ possuem custo apropriado ao nível de benefícios que possam derivar de sua aplicação.			X		
22. As atividades de controle adotadas pela UJ são abrangentes e razoáveis e estão diretamente relacionadas com os objetivos de controle.				X	
<b>Informação e Comunicação</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
23. A informação relevante para UJ é devidamente identificada, documentada, armazenada e comunicada tempestivamente às pessoas adequadas.				X	
24. As informações consideradas relevantes pela UJ são dotadas de qualidade suficiente para permitir ao gestor tomar as decisões apropriadas.				X	
25. A informação disponível para as unidades internas e pessoas da UJ é apropriada, tempestiva, atual,			X		

precisa e acessível.					
26. A Informação divulgada internamente atende às expectativas dos diversos grupos e indivíduos da UJ, contribuindo para a execução das responsabilidades de forma eficaz.			X		
27. A comunicação das informações perpassa todos os níveis hierárquicos da UJ, em todas as direções, por todos os seus componentes e por toda a sua estrutura.			X		
<b>Monitoramento</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
28. O sistema de controle interno da UJ é constantemente monitorado para avaliar sua validade e qualidade ao longo do tempo.				X	
29. O sistema de controle interno da UJ tem sido considerado adequado e efetivo pelas avaliações sofridas.				X	
30. O sistema de controle interno da UJ tem contribuído para a melhoria de seu desempenho.				X	
<b>Análise Crítica:</b>					

**Escala de valores da Avaliação:**

- (1) **Totalmente inválida:** Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente **não observado** no contexto da UJ.
- (2) **Parcialmente inválida:** Significa que o conteúdo da afirmativa é **parcialmente observado** no contexto da UJ, porém, **em sua minoria**.
- (3) **Neutra:** Significa que **não há como avaliar** se o conteúdo da afirmativa é ou não observado no contexto da UJ.
- (4) **Parcialmente válida:** Significa que o conteúdo da afirmativa é **parcialmente observado** no contexto da UJ, porém, **em sua maioria**.
- (5) **Totalmente válido.** Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente **observado** no contexto da UJ.

### 3.3. Remuneração Paga a Administradores

#### ELETROBRAS

**QUADRO A.3.3.2 - REMUNERAÇÃO DOS CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL**

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO															
Nome do Conselheiro(a)	Período		Remuneração - 2013												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	Jul	ago	set	out	nov	dez	Total
BETO FERREIRA M. VASCONCELOS	19.08.2011	15.05.2013	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	3.800,05	-	-	-	-	-	-	-	<b>20.382,01</b>
JOÃO ANTONIO LIAN	30.04.2013	-	-	-	-	-	-	8.429,16	6.229,28	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>38.592,94</b>
JOSE ANTONIO CORREA COIMBRA	30.04.2008	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
JOSE DA COSTA CARVALHO NETO	25.02.2011	-	-	-	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>43.082,10</b>
LINDEMBERG DE LIMA BEZERRA	29.05.2009	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
MARCELO GASPARINO DA SILVA	03/12/2012	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
MARCIO PEREIRA ZIMMERMANN	13.02.2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAURICIO MUNIZ B DE CARVALHO	16.06.2011	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
THADEU FIGUEIREDO ROCHA	18/05/2012	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
WAGNER BITTENCOURT	30.04.2008	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>

DE OLIVEIRA															
CONSELHO FISCAL															
Nome do Conselheiro(a) (T/S)	Período		Remuneração - 2013												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	ou	nov	dez	Total
CHARLES CARVALHO GUEDES	30.04.2010	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
DANILO DE JESUS VIEIRA FURTADO	01.10.2008	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
FERNANDO PESSOA LOPES	18.05.2012	01.05.2013	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	1.520,02	-	-	-	-	-	-	-	<b>18.101,98</b>
JARBAS RAIMUNDO DE A MATO	16.06.2011	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
MANUEL JEREMIAS LEITE	18.05.2012	-	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.711,13	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>55.518,57</b>
ROBERT JUENEMANN	30.04.2013	-	-	-	-	-	-	-	8.429,16	6.229,28	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	<b>38.592,94</b>

QUADRO A 3.3.3 - SÍNTESE DA REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Valores em R\$ 1,00

Identificação do Órgão			
Órgão: Diretoria Estatutária			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2011	2012	2013
<b>Número de membros:</b>	6	6	6
<b>I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)</b>	<b>4.120.256,21</b>	<b>4.242.974,50</b>	<b>4.759.486,70</b>
a) salário ou pró-labore	2.857.300,05	3.037.272,62	3.268.394,59
b) benefícios diretos e indiretos	416.819,35	504.858,09	725.485,21
c) remuneração por participação em comitês	-	-	-
d) outros	846.136,81	700.843,79	765.606,90
<b>II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)</b>	<b>376.899,75</b>	<b>435.476,69</b>	<b>451.157,50</b>
a) bônus	-	-	-
b) participação nos resultados	376.899,75	435.476,69	451.157,50
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	-	-	-
<b>III – Total da Remuneração ( I + II)</b>	<b>4.497.155,96</b>	<b>4.678.451,19</b>	<b>5.210.644,20</b>
<b>IV – Benefícios pós-emprego</b>	-	-	-
<b>V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo</b>	-	-	-
<b>VI – Remuneração baseada em ações</b>	-	-	-

QUADRO A 3.3.3 - SÍNTESE DA REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Valores em R\$ 1,00

Identificação do Órgão			
<b>Órgão: Conselho de Administração</b>			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2011	2012	2013
<b>Número de membros:</b>	8	8	8
<b>I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)</b>	<b>350.198,74</b>	<b>424.322,08</b>	<b>435.168,47</b>
a) salário ou pró-labore	-	-	-
b) benefícios diretos e indiretos	-	-	-
c) remuneração por participação em comitês	350.198,74	424.322,08	435.168,47
d) outros	-	-	-
<b>II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)</b>	<b>0,00</b>	<b>11.513,52</b>	<b>6.000,00</b>
a) bônus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	-	-	-
<b>III – Total da Remuneração ( I + II)</b>	<b>350.198,74</b>	<b>435.835,60</b>	<b>441.168,47</b>
<b>IV – Benefícios pós-emprego</b>	-	-	-
<b>V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo</b>	-	-	-
<b>VI – Remuneração baseada em ações</b>	-	-	-



QUADRO A 3.3.3 - SÍNTESE DA REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Valores em R\$ 1,00

Identificação do Órgão			
<b>Órgão: Conselho Fiscal</b>			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2011	2012	2013
<b>Número de membros:</b>	4	5	5
<b>I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)</b>	<b>196.316,77</b>	<b>245.378,12</b>	<b>278.769,20</b>
a) salário ou pró-labore	-	-	-
b) benefícios diretos e indiretos	-	-	-
c) remuneração por participação em comitês	196.316,77	245.378,12	278.769,20
d) outros	-	-	-
<b>II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)</b>	<b>0,00</b>	<b>6.080,65</b>	<b>6.240,00</b>
a) bônus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	-	6.080,65	6.240,00
<b>III – Total da Remuneração ( I + II)</b>	<b>196.316,77</b>	<b>251.458,77</b>	<b>285.009,20</b>
<b>IV – Benefícios pós-emprego</b>	-	-	-
<b>V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo</b>	-	-	-
<b>VI – Remuneração baseada em ações</b>	-	-	-

QUADRO A.3.3.4 – DETALHAMENTO DE ITENS DA REMUNERAÇÃO VARIÁVEL DOS ADMINISTRADORES

Valores em R\$ 1,00

Identificação do Órgão			
Órgão: Diretoria Estatutária			
Reconhecimento de Bônus e Participação de Resultados	EXERCÍCIO		
	2013	2012	2011
<b>I – Bônus (a+b+c+d)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
a) valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
b) valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
c) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-
d) valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-
<b>II – Participação no Resultado (e+f+g+h)</b>	<b>376.899,75</b>	<b>435.476,69</b>	<b>451.157,50</b>
e) valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
f) valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
g) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-
h) valor efetivamente reconhecido no resultado	376.899,75	435.476,69	451.157,50
<b>III – Total ( I + II)</b>	<b>376.899,75</b>	<b>435.476,69</b>	<b>451.157,50</b>

## CEPEL

Os membros dos Conselhos Deliberativo e Fiscal, arrolados no Rol de Responsáveis, não são remunerados pelo CEPEL, conforme determina o Estatuto Social da Empresa.

Em relação à remuneração dos Diretores, informamos que dois Diretores, Diretor Geral e de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, fazem parte do nosso quadro de empregados e não se licenciam para exercer o cargo Diretivo. Logo suas remunerações fazem parte do quadro da remuneração dos empregados de carreira do Centro.

O Diretor de Administração e Finanças, Sr. Jorge da Motta e Silva, foi cedido pela Eletrobras com ônus para a origem e o Diretor de Laboratórios e Pesquisa Experimental, Sr. Alcêo Mendes de Souza Junior, foi cedido por Furnas sem ônus para a origem. Nenhum deles recebe remuneração como Diretor do CEPEL.

No estatuto do CEPEL ou normas internas não há previsão para remunerar seus diretores, a remuneração é decorrente da relação de emprego com o próprio Centro ou do vínculo com suas empresas de origem, como é o caso dos atuais Diretores.

### **3.4. Sistema de Correição**

## ELETROBRAS

As transgressões de natureza ética são apuradas pela Comissão Permanente de Ética da Eletrobras.

A Comissão de Ética da Eletrobras (CEE) foi instituída em conformidade com o Decreto nº 1.171 de 1994, que dispõe sobre a instalação de Comissões de Ética nas empresas públicas da administração direta e indireta. A Eletrobras estruturou sua Comissão Permanente de Ética (CEE) por meio da Resolução de Diretoria Executiva RES nº 103/2002, de 8 de março de 2002.

A CEE tem por função prover a empresa de um conjunto de normativos e procedimentos que forneçam a orientação apropriada aos seus empregados, prestadores de serviço, fornecedores e demais colaboradores nas questões de natureza ética.

Como parte de seus objetivos institucionais a CEE é também responsável pela condução do sistema de gestão da ética na empresa. Essa função contempla a elaboração do Código de Ética, a manutenção e atualização do documento de acordo com as orientações recebidas da Comissão de Ética Pública (CEP) e, ao mesmo tempo, buscar a integração de tais diretrizes aos requisitos demandados pelo ambiente corporativo e de mercado.

A Comissão de Ética também é responsável pela apuração das denúncias de natureza ética, a instauração de Processos de Apuração Ética (PAE), bem como conduzir seus possíveis desdobramentos.

A partir de 2007, a CEE passou a ser constituída por seis membros, escolhidos dentre os empregados do quadro de pessoal permanente das empresas Eletrobras, sendo três titulares e três suplentes, tudo de acordo com os Decretos nº 1.171/94 e nº 6029/2007 e a Resolução nº 10 da Comissão de Ética Pública, aplicáveis à espécie.

Complementarmente, nos casos onde ocorram indícios de desvios de ordem administrativa, a Eletrobras constitui Comissões de Sindicância específicas para apuração dos fatos e encaminhamento para a alta administração para adoção das providências cabíveis.

## CEPEL

A Diretoria Executiva do CEPEL, através da Resolução de Diretoria nº 042/2004, de 03/11/04, criou a comissão de ética para implementação, supervisionamento e observância do Código de Ética Profissional e do Código de Conduta da Alta Administração, em atendimento ao Decreto nº 1171, de 22 de junho de 1994, complementado pelo Decreto de 18 de maio de 2001.

Essa comissão é composta por seis membros, sendo três titulares e três suplentes.

No caso de indícios de desvios administrativos, são criadas Comissões de Sindicância/Inquérito específicas para apuração dos fatos, que são encaminhados para os Diretores para as providências cabíveis.

Acrescentamos que não houve no exercício de 2013, fatos que ensejassem a criação de Comissões de Inquérito com o intuito de apurar dano ao Erário, fraude ou corrupção, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

### **3.5. Cumprimento pela Instância de Correição da Portaria nº 1.043/2007 da CGU**

## ELETRORBRAS

TABELA DE INFORMAÇÕES DE PROCEDIMENTOS DISCIPLINARES							
Número do Procedimento	Tipo de Procedimento	Fato sob Apuração	Envolvidos	Data do Conhecimento dos Fatos	Data de Instauração	Situação Atual	Cadastro e Documentos no CGU/PAD
			<i>Luciano Carneiro Santiago</i> Profissional de Nível Superior CPF 286.148.956-15			Desligado da empresa no dia 12/07/2013.	

## CEPEL

Não se aplica.

### **3.6. Indicadores de Avaliação**

## ELETRORBRAS

Quanto ao desempenho da empresa, a Eletrobras instituiu o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE), com indicadores anuais e metas para as empresas Eletrobras.

Quanto à governança corporativa, as empresas Eletrobras adotaram avaliação de dirigente (Conselho de Administração e Diretoria Executiva) conforme determinação da CGPAR.

Quanto aos Controles Internos, a Eletrobras cumpre com todas as etapas de aprovação e publicação do ambiente de Controles Internos, exigidas pela CVM e pela SEC.

## CEPEL

O CEPEL possui o indicador de qualidade, "Pesquisa de Satisfação dos Clientes Externos" que permite uma constante avaliação e aperfeiçoamento dos trabalhos desenvolvidos para os serviços prestados pelos laboratórios de ensaio e de calibração.

A fonte de dados do índice é um sistema informatizado, com acesso controlado por login, que encaminha a pesquisa de satisfação para todos os clientes, via mensagem eletrônica. Os dados compilados são analisados durante as reuniões de análise crítica do Sistema de Gestão da Qualidade.

Satisfação de Clientes Externos: Janeiro a dezembro de 2013

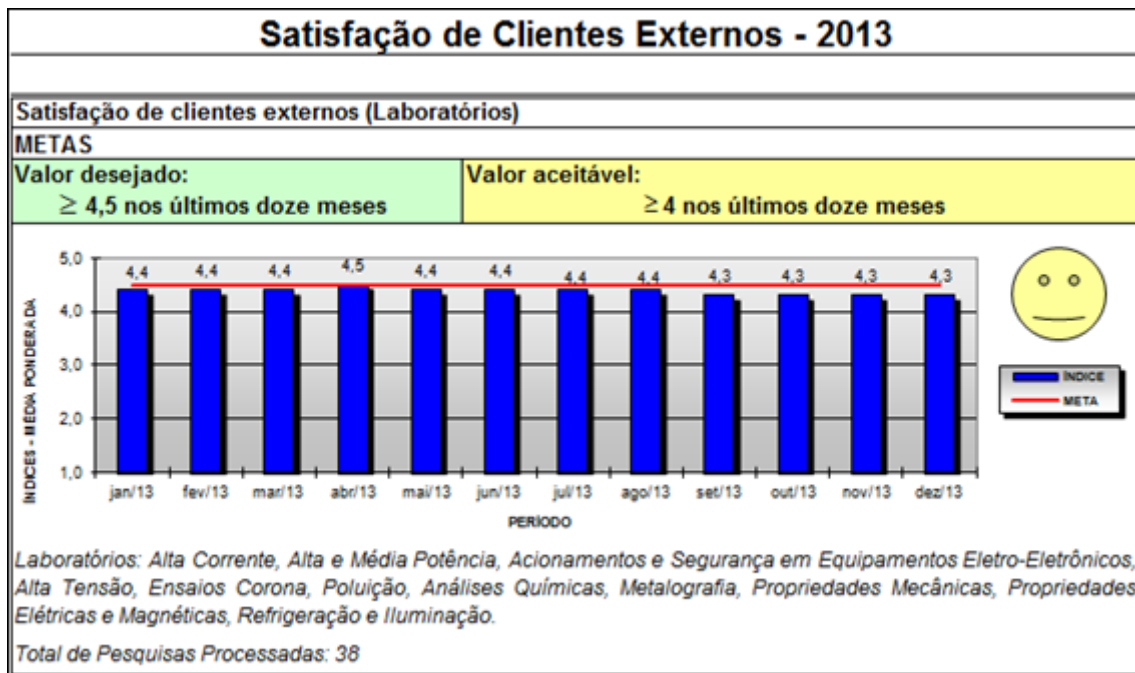
**Valor desejado:**  $\geq 4,5$  nos últimos doze meses

**Valor aceitável:**  $\geq 4,0$  nos últimos doze meses

<b>NOME DO INDICADOR</b>	<b>DESCRIÇÃO DO INDICADOR</b>	<b>FÓRMULA DE CÁLCULO</b>	<b>META</b>	<b>REALIZADO</b>
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	Os serviços prestados pelos laboratórios de ensaio e de calibração são avaliados por meio de uma pesquisa de satisfação de clientes externos, que tem como objetivo avaliar a satisfação de clientes e obter sugestões e críticas que permitam a constante melhoria dos serviços prestados.	Média ponderada dos itens: a) Atendimento quando nos procurou; b) Agilidade na emissão da proposta; c) Período marcado pelo laboratório para a realização do serviço; d) Qualidade do serviço técnico realizado (mão de obra, equipamentos); e) Qualidade da apresentação do relatório de ensaio/Certificado de calibração; f) Conteúdo do relatório de ensaio/certificado de calibração; e g) Prazo de entrega do relatório de ensaio/certificado de calibração. <b>(Itens da pesquisa enviada aos Clientes Externos dos Laboratórios)</b>	4,50	4,30

Total de Pesquisas Processadas: 38

Laboratórios: Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Alta Tensão, Corona, Poluição, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.



Além deste indicador, anualmente são aprovadas pelo Conselho Deliberativo do CEPEL, metas anuais globais na área de pesquisa, desenvolvimento e laboratórios.

### MC 1: Estimativas Quantitativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Usinas Hidroelétricas

**CONCEITO:** Um dos objetivos do Projeto BALCAR (projeto estratégico de P&D Aneel), tendo como participantes CEPEL, Chesf, Eletronorte, Furnas, contando ainda com o acompanhamento da Eletrobras e Itaipu, além da colaboração de oito entidades de ensino e pesquisa brasileiras e 126 pesquisadores, é obter estimativas quantitativas de emissões de gases de efeito estufa (GEE) em reservatórios de hidroelétricas, levando-se em conta os diferentes tipos, tamanhos, idades e localizações de reservatórios no Brasil. Para atingir este objetivo, faz parte do Projeto realizar campanhas de campo em 11 aproveitamentos hidroelétricos no Brasil (8 em operação e 3 em construção) para coleta de dados e instalar equipamentos para a medição contínua em um conjunto de reservatórios e analisar os dados coletados visando o cálculo dos balanços de emissões e remoções de gases de efeito estufa. Associado a este projeto, o CEPEL coordena ainda a Força-Tarefa internacional “Carbon Balance on Freshwater Reservoir” no âmbito da Agência Internacional de Energia (IEA).

**INDICADOR:** Publicação técnica “Relatório Final das Campanhas de Medição de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Hidroelétricas no Brasil”.

**RESULTADO:** Os resultados do projeto compreenderam: 1 relatório técnico CEPEL de dezembro de 2013 intitulado “Relatório Final das Campanhas de Medição de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Hidroelétricas no Brasil”; e artigo divulgado em outubro 2013 na Conferência HYDRO 2013, Innsbruck, Áustria, “Net greenhouse gas emissions calculations from field campaign measurements data in Brazilian hydropower sites”. Portanto, a Meta 1 foi 100% atendida.

### MC 2: Desenvolvimento de versões dos programas NEWAVE e DECOMP incorporando novos mecanismos de aversão a risco

**CONCEITO:** Com o advento do racionamento de energia elétrica entre 2000 e 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, propôs uma metodologia para a consideração da aversão a risco no cálculo da política ótima de operação do sistema de geração brasileiro. Esta metodologia, foi implementada no Programa NEWAVE e disponibilizada ao ONS para testes em Junho de 2002. Os testes mostraram que a metodologia precisava ser aperfeiçoada, pois poderia provocar, em diversas situações, uma elevação acentuada nos custos marginais de operação dos subsistemas. Uma alternativa metodológica, denominada CAR, foi implementada no programa NEWAVE, mas com o passar do tempo, ela mostrou-se incapaz de fornecer uma sinalização adequada o suficiente para indicar um despacho térmico mais seguro no modelo DECOMP e, conseqüentemente, um maior valor de PLD.

A partir de 2007, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução nº 8/2007 estabeleceu que, extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderia despachar, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou a mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, com vistas à garantia do suprimento energético. Determinou também que o despacho de recursos para recuperar o nível de segurança (CAR) do estoque não seria computado na formação do PLD. A utilização destes mecanismos complementares de acionamento de usinas térmicas influencia o nível de armazenamento dos reservatórios e poderia provocar uma redução artificial no PLD nos estágios seguintes. Por esta razão o CEPEL vinha desenvolvendo novos mecanismos de aversão a risco para incorporação nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preços. Em 6 de março de 2013, o CNPE editou a Resolução CNPE no 3/2013, a qual estabeleceu diretrizes para a internalização destes novos mecanismos nos programas NEWAVE e DECOMP.

**INDICADOR:** Versões dos programas NEWAVE e DECOMP com a incorporação de novos Mecanismos de Aversão a Risco, e homologação pela ANEEL com a metodologia escolhida pela CPAMP.

**RESULTADO:** A Meta 2 também teve um percentual de execução de 100%, uma vez que o CEPEL implementou as metodologias “Superfície de Aversão a Risco – SAR” e “Valor Condicionado a um Dado Risco – CVaR”, conforme relatórios de validação da CPAMP. Adicionalmente, a versão do programa NEWAVE incorporando o CVaR foi validada em Agosto de 2013 e homologada pela ANEEL em 27 de Agosto de 2013. A versão do programa DECOMP foi validada em Setembro de 2013 e homologada pela ANEEL em 26 de Novembro de 2013.

### **MC 3: Implementação de um módulo para avaliação de segurança estática de sistemas elétricos de potência na versão oficial do programa ANAREDE**

**CONCEITO:** A avaliação da segurança estática de sistemas elétricos de potência, em operação normal ou em emergência, considerando os múltiplos cenários de intercâmbio é uma importante ferramenta, tanto para planejamento da expansão quanto para o planejamento da operação. Esta avaliação utiliza como ponto de partida um caso base, a partir do qual são avaliados múltiplos cenários de geração, criados pela transferência de geração entre áreas. É verificada a capacidade do sistema de potência de se manter íntegro frente a um conjunto de contingência mais prováveis em cada um destes cenários de geração.

A ferramenta para avaliação da segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência em ambiente de processamento distribuído baseado em Linux/MPI será desenvolvido de forma modular, permitindo a implementação das técnicas associadas à avaliação de segurança estática na versão de produção do programa ANAREDE. A disponibilização desta ferramenta para o setor elétrico brasileiro permitirá um salto na capacidade de avaliação de cenários em estudos de

planejamento da expansão e da operação do SIN. Cabe ressaltar que a avaliação de cada contingência de cada cenário de geração poderá ser gravada em um caso de arquivo histórico, permitindo sua posterior utilização como ponto de partida para uma simulação de transitórios eletromecânicos, empregando o programa ANATEM.

**INDICADOR:** Implementação de módulo para avaliação de segurança estática de sistemas elétricos de potência na versão oficial do programa ANAREDE.

**RESULTADO:** A Meta 3 também foi concluída com um percentual de execução de 100%, considerando que foi implementada uma função para avaliação da segurança estática de sistemas elétricos de potência na versão 10.00.01 do programa ANAREDE, distribuída em 29/11/2013. A funcionalidade implementada inclui:

1. A definição dos grupos de geração que serão utilizados no processo de transferência de geração;
2. A definição das contingências a serem avaliadas em cada ponto de operação gerado, utilizando exatamente o mesmo formato de dados de contingências empregado pelo ANAREDE, e;
3. Ativação automática, ao final do processo, do programa VisorChart, desenvolvido pelo CEPEL, para visualização dos nomogramas associados à região de segurança estática.

#### **MC 4: Conclusão do desenvolvimento dos novos recursos do SAGE previstos para a Fase 1 do projeto REGER e sua demonstração em ambiente real de operação através de Testes de Aceitação em Campo (SAT)**

**CONCEITO:** O projeto REGER – Rede de Gerenciamento de Energia, contratado pelo ONS ao Consórcio Siemens-CEPEL, trata do desenvolvimento, implantação e serviços de evolução de uma infraestrutura complexa e inovadora para a operação em tempo-real do Sistema Interligado Nacional. Esta estrutura forma um sistema SCADA/EMS virtual, composto por múltiplos sistemas de supervisão e controle distribuídos por todo o país, fortemente integrados, visando oferecer um ambiente de operação harmônico e extremamente seguro e confiável para todo o SIN. Nesse consórcio coube ao CEPEL a responsabilidade pelo desenvolvimento e fornecimento do núcleo do sistema, correspondente às soluções de tempo-real, a partir do SAGE. Os avanços técnicos obtidos serão disponibilizados para as Empresas Eletrobras.

O contrato do REGER prevê o fornecimento e operacionalização do novo sistema em duas fases distintas, sendo que a primeira fase já contempla a entrega do sistema em sua arquitetura final, com todos os recursos que possibilitam a operação integrada do SIN com respaldo mútuo, entre dezenas de outros recursos avançados.

Para a aceitação da Fase 1 do projeto REGER, após a instalação do sistema e término bem sucedido dos testes de partida do sistema, foram previstos os Testes de Aceitação no Campo (SAT) com a totalidade do sistema integrado em cada um dos quatro Centros de Operação do ONS, como etapa do comissionamento do sistema. Estes testes correspondem a um conjunto extenso e detalhado de procedimentos de testes que englobam as seguintes macro-atividades:

- Testes da Instalação do Sistema
- Testes Funcionais de Campo
- Testes de Desempenho de Campo, e
- Auditoria de Segurança Eletrônica em Campo.



**INDICADOR:** Aprovação dos Testes de Aceitação em Campo (SAT) previstos no contrato do projeto REGER pelo cliente (ONS), viabilizando a entrada em operação do sistema com os novos recursos desenvolvidos.

**RESULTADO:** A Fase 1 do Sistema REGER foi implantada e aprovada em todos os testes previstos, conforme atestado através do documento formal “Certificado de Aceitação Inicial da Fase 1 do REGER”, emitido pelo ONS (Diretoria de Operação) e também firmado pelo CEPEL e SIEMENS em 23/12/2013, ensejando, inclusive, o início do processo de supervisão em controle em tempo real do Sistema Interligado Nacional através do REGER, desde essa data. Face estes resultados, a Meta 4 foi atendida em 100% das atividades planejadas.

#### **MC 5: Desenvolvimento de software para cálculo da vida remanescente de componentes de usinas termelétricas com base no monitoramento de taxas de deformação - Monitermo.**

**CONCEITO:** As estimativas de danos acumulados e vida residual têm se tornado de grande importância nos últimos anos a partir da necessidade de se assegurar a operação com baixo risco e se reduzir as paradas para inspeção e manutenção e os custos de extensão da vida das plantas industriais. Em reunião com representantes das empresas do setor elétrico, verificou-se a necessidade por parte destas empresas de um sistema de monitoração voltado para as usinas termelétricas.

O primeiro passo para atender esta demanda foi um projeto baseado no monitoramento em campo da temperatura e pressão de operação. Os dados monitorados por dois anos alimentaram um banco de dados associado a uma rotina especialmente desenvolvida pelo CEPEL para o cálculo da vida remanescente destes componentes. Esta rotina tomava como base a fluência como o mecanismo de degradação dos componentes submetidos a altas temperaturas. O produto final deste projeto será um *software* capaz de monitorar e calcular a vida residual de componentes de caldeiras levando em conta as temperaturas e pressão de operação. Este *software* abordará os componentes que se degradam por fluência, que é reconhecido, mundialmente, como o principal mecanismo de envelhecimento de materiais em altas temperaturas em usinas termelétricas que operam em base. Entretanto, no modelo brasileiro de geração, onde as usinas termelétricas operam de maneira cíclica, surge um mecanismo adicional de degradação que é a fadiga, tornando necessário o monitoramento em campo da deformação dos componentes que operam em altas temperaturas. O presente projeto tem, portanto, como objetivo desenvolver um procedimento para monitoração em campo da deformação de materiais que trabalham em altas temperaturas e um método matemático capaz de associar as taxas de deformação destes materiais à sua vida remanescente.

**INDICADOR:** *Software* Monitermo para cálculo da vida remanescente de componentes de usinas termelétricas, baseado no monitoramento da taxa de deformação.

**RESULTADO:** A Meta 5 também foi concluída com um percentual de execução de 100%. O *software* Monitermo foi instalado na Unidade 3 da Usina termelétrica Presidente Médici estando em pleno funcionamento e já disponibilizado para as demais empresas do Sistema Eletrobras.

#### **MC 6: Projeto básico de um sistema híbrido (solar/eólico/diesel) de geração de energia elétrica para ser instalado no Posto Oceanográfico da Ilha da Trindade (POIT)**

**CONCEITO:** A ilha da Trindade, ocupada pela Marinha do Brasil, é suprida de energia elétrica através de um sistema de geração a diesel. No final de 2012, conforme solicitação da Eletrobras e do Ministério de Minas e Energia, o CEPEL firmou um acordo de cooperação técnica com a Marinha do Brasil com o objetivo de desenvolver o projeto básico completo de um sistema híbrido (solar/eólico/diesel) de geração de energia elétrica para o POIT, visando à redução do consumo de

óleo diesel. Para o desenvolvimento deste projeto, serão realizadas as seguintes atividades: avaliação do potencial energético renovável da ilha, através da análise dos dados obtidos em campanhas de medição; modelagem dos sistemas de geração e do sistema de armazenamento de energia; avaliação da curva de carga e do consumo atuais do POIT; avaliação das condições ambientais (em termos de corrosividade); avaliação das melhores localizações para a instalação de painéis fotovoltaicos e de aerogeradores; dimensionamento dos circuitos de distribuição da energia gerada pelo sistema híbrido; e, finalmente, orçamento para adquirir todos os componentes do sistema híbrido.

**INDICADOR:** Relatório técnico contendo a totalidade do projeto básico, a ser entregue à Eletrobras, à Marinha do Brasil e ao Ministério de Minas e Energia.

**RESULTADO:** Tendo em vista que o Relatório foi elaborado e encaminhado a todas as partes interessadas, a Meta 6 foi concluída com 100% das atividades previstas.

**MC 7: Laboratório de Ultra Alta Tensão Externo – complementação da fase 1, com a realização de ensaio de impulso atmosférico, ensaio de tensão aplicada em corrente alternada e em corrente contínua.**

**CONCEITO:** Um dos grandes desafios que o setor elétrico vem enfrentando, com a implantação de usinas hidrelétricas de grande porte na região amazônica, é o sistema de transmissão para longas distâncias. Esse sistema deve permitir transportar grandes blocos de energia com alta eficiência e baixo impacto ambiental. A solução procurada envolve tecnologia de transmissão em Ultra Alta tensão (UAT), ainda não utilizada no Brasil.

Portanto, é de fundamental importância a implantação de uma infraestrutura de laboratórios de UAT, que apoie a pesquisa experimental no Brasil e, assim, viabilize a formação de *expertise* nacional na concepção de configurações de linhas de transmissão e equipamentos, e na comprovação final de seu desempenho, em condições semelhantes às que serão encontradas em campo, tanto em corrente alternada quanto em corrente contínua. No mundo, apenas a China dispõe de laboratórios para essa classe de tensão (corrente alternada, corrente contínua e de altitude). A Itália e a Suécia ainda estão implantando laboratórios similares, enquanto que a Rússia e a África do Sul estão avaliando empreendimentos semelhantes.

O CEPEL, com o apoio da Eletrobras, do MME, do MCTI/FINEP e do Banco Mundial, vem desenvolvendo a primeira infraestrutura de um complexo laboratorial para UAT, voltada à pesquisa experimental e ensaios ao tempo, para equipamentos e arranjos de linhas de transmissão. Em 2013, pretende-se colocar em condições de operação a primeira fase deste laboratório de UAT ao tempo, mediante a realização de ensaios de impulso atmosférico, ensaio de tensão aplicada em corrente alternada e em corrente contínua em configurações representativas de arranjos de sistemas de transmissão em UAT.

**INDICADOR:** Comissionamento inicial e realização de ensaios em configuração com “gap” longo, em cadeias de isoladores classe UAT e isoladores suporte para SE de UAT, com tensões impulsivas, à frequência industrial e contínua.

**RESULTADO:** Em julho de 2013 foram realizados ensaios de impulso atmosférico e tensão aplicada em corrente contínua em cadeia de isoladores para UAT e ensaio em corrente alternada em isolador suporte para SE de UAT. Esses ensaios representaram uma aplicação prática do potencial do Lab UAT externo do CEPEL, fazendo com que a Meta 7 fosse 100% concluída.

## 4. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

### 4.1. Execução das Despesas

#### ELETOBRAS

Não se aplica.

#### CEPEL

QUADRO A.4.1.1 – PROGRAMA DE DESPESAS

Unidade Orçamentária :Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL		Código UO:32201		UGO:	
Origem dos Créditos Orçamentários		Grupos de Despesa Correntes			
		1 – Pessoal e Encargos Sociais	2 – Juros e Encargos da Dívida	3- Outras Despesas Correntes	
<b>DOTAÇÃO INICIAL</b>		134.503.546,	1.305.897,	71.073.026,	
<b>CRÉDITOS</b>	<b>Suplementares</b>	80.593.863,	0,00	3.595.271,	
	<b>Especiais</b>	<b>Abertos</b>			
		<b>Reabertos</b>			
	<b>Extraordinários</b>	<b>Abertos</b>			
		<b>Reabertos</b>			
<b>Créditos Cancelados</b>					
<b>Outras Operações</b>					
<b>Dotação final 2013 (A)</b>		215.097.409,	1.305.897,	74.668.297,	
<b>Dotação final 2012(B)</b>		126.733.301,	1.236.411,	76.219.211,	
<b>Variação (B/A-1)*100</b>		+69,72%	+5,62%	-2,03%	
Origem dos Créditos Orçamentários		Grupos de Despesa Capital			9 - Reserva de Contingência
		4 – Investimentos	5 – Inversões Financeiras	6- Amortização da Dívida	
<b>DOTAÇÃO INICIAL</b>		21.250.000,			
<b>CRÉDITOS</b>	<b>Suplementares</b>	0,00			
	<b>Especiais</b>	<b>Abertos</b>			
		<b>Reabertos</b>			
	<b>Extraordinários</b>	<b>Abertos</b>			
		<b>Reabertos</b>			
<b>Créditos Cancelados</b>					
<b>Outras Operações</b>					
<b>Dotação final 2013 (A)</b>		21.250.000,			
<b>Dotação final 2012(B)</b>		25.075.000,			
<b>Variação (A/B-1)*100</b>		-15,25%			

#### **Pessoal e Encargos Sociais**

A Eletrobras, principal mantenedora da Associação, no âmbito do seu Plano Diretor de Negócios e Gestão 2013-2017, divulgado em março de 2013, estabeleceu, como uma das ações estratégicas no quinquênio, um processo de adequação de custeio nas suas empresas, no qual se inseriu o Programa de Incentivo ao Desligamento das Empresas Eletrobras-PID, aprovado em 27/05/2013.

Nesse cenário, orientou a Associação, por meio do Conselho Deliberativo do Centro, a adotar o PID naquelas bases estabelecidas, com os ajustes pertinentes à natureza jurídica da Associação. Desta forma, o Conselho Deliberativo da Associação autorizou, em sua reunião de 28/08/2013, a adição no Programa de Dispêndios Globais de 2013, o valor de R\$ 80.593.863,00 para a adoção do Programa de Incentivo ao Desligamento-PID no CEPEL, que se iniciou em agosto de 2013 e se encerrará em novembro de 2014.

Para fazer frente às despesas decorrentes da implementação do PID no CEPEL, a Diretoria Executiva da Eletrobras resolveu, conforme Resolução 577/2013, aprovar complementação à sua contribuição institucional ao CEPEL no valor de R\$ 80.593.863,00.

**QUADRO A.4.1.2.1 – MOVIMENTAÇÃO ORÇAMENTÁRIA INTERNA POR GRUPO DE DESPESA.**

Não se aplica.

**QUADRO A.4.1.2.2 – MOVIMENTAÇÃO ORÇAMENTÁRIA EXTERNA POR GRUPO DE DESPESA.**

Não se aplica.

**QUADRO A.4.1.3.1 – DESPESAS POR MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO – CRÉDITOS ORIGINÁRIOS TOTAL.**

Unidade Orçamentária: CEPEL	Código UO: 32201	UGO:	
Modalidade de Contratação	Despesa paga		
	2013	2012	
<b>1. Modalidade de Licitação (a+b+c+d+e+f+g)</b>	<b>7.489.441</b>	<b>16.415.929</b>	
a) Convite	110.101	58.800	
b) Tomada de Preços	280.831	389.210	
c) Concorrência	0	998.400	
d) Pregão	7.098.509	14.969.519	
e) Concurso		0	
f) Consulta		0	
g) Regime Diferenciado de Contratações Públicas		0	
<b>2. Contratações Diretas (h+i)</b>	<b>18.012.419</b>	<b>19.147.331</b>	
h) Dispensa	14.621.439	13.758.994	
i) Inexigibilidade	3.390.980	5.388.337	
<b>3. Regime de Execução Especial</b>			
j) Suprimento de Fundos		0	
<b>4. Pagamento de Pessoal (k+l)</b>	<b>202.740.853</b>	<b>122.942.694</b>	
k) Pagamento em Folha	202.393.531	122.352.912	
l) Diárias	347.322	589.782	
<b>5. Outros</b>			
<b>6. Total (1+2+3+4+5)</b>	<b>228.242.713</b>	<b>158.505.954</b>	

Fonte:Relatórios INFO, DVSU DP e PDG-2013

**QUADRO A.4.1.3.2 – DESPESAS POR MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO – CRÉDITOS ORIGINÁRIOS – VALORES EXECUTADOS DIRETAMENTE PELA UJ**

Não se aplica.

**QUADRO A.4.1.3.3 – DESPESAS POR GRUPO E ELEMENTO DE DESPESA - CRÉDITOS ORIGINÁRIOS – TOTAL**

Não se aplica.

**QUADRO A.4.1.3.4 – DESPESAS POR GRUPO E ELEMENTO DE DESPESA - CRÉDITOS ORIGINÁRIOS – VALORES EXECUTADOS DIRETAMENTE PELA UJ**

Não se aplica.

**QUADRO A.4.1.3.5 – DESPESAS POR MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO – CRÉDITOS DE MOVIMENTAÇÃO**

Não se aplica.

#### QUADRO A.4.1.3.6 – DESPESAS POR GRUPO E ELEMENTO DE DESPESA - CRÉDITOS DE MOVIMENTAÇÃO

Não se aplica.

##### Informações sobre a Execução Orçamentária e Financeira

<b>PDG - 2013</b>				
<b>ORÇAMENTO REALIZADO - ECONÔMICO</b>				
<b>Posição em 31/12/2013</b>				
<b>DISPÊNDIOS</b>	<b>PDG - 2013</b>	<b>Até Dezembro 2013</b>	<b>SALDO</b>	<b>%</b>
<b>DISPÊNDIO DE CAPITAL</b>	<b>21.250.000</b>	<b>15.037.010</b>	<b>6.212.990</b>	<b>71%</b>
<b>INVESTIMENTOS</b>	<b>21.250.000</b>	15.037.010	6.212.990	71%
<b>AMORTIZ. DO PRINCIPAL</b>	-	-	-	-
<b>DISPÊNDIOS CORRENTES</b>	<b>291.071.603</b>	<b>268.985.408</b>	<b>22.086.195</b>	<b>92%</b>
<b>PESSOAL E ENCARGOS</b>	<b>215.097.409</b>	204.925.959	10.171.451	95%
<b>MATERIAIS E PRODUTOS</b>	<b>2.039.264</b>	1.584.339	454.925	78%
<b>SERVIÇOS DE TERCEIROS</b>	<b>43.385.095</b>	41.560.146	1.824.949	96%
<b>UTILIDADES E SERVIÇOS</b>	<b>5.401.826</b>	4.048.291	1.353.535	75%
<b>TRIB. E ENC. PARAFISCAIS</b>	<b>1.443.721</b>	1.437.304	6.416	100%
<b>JUROS E OUTROS</b>	<b>1.305.897</b>	1.069.643	236.254	82%
<b>OUTROS DISPÊNDIOS</b>	<b>22.398.391</b>	14.359.728	8.038.663	64%
<b>TOTAL DE DISPÊNDIOS</b>	<b>312.321.603</b>	<b>284.022.418</b>	<b>28.299.185</b>	<b>91%</b>
<b>RECURSOS</b>	<b>PDG - 2013</b>	<b>Até Dezembro 2013</b>	<b>SALDO</b>	<b>%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>312.271.603</b>	<b>284.111.135</b>	<b>28.160.468</b>	<b>91%</b>
<b>VENDA DE BENS / SERVIÇOS</b>	<b>22.000.000</b>	17.846.751	4.153.249	81%
<b>CONTRIBUIÇÕES ESTATUTÁRIAS</b>	<b>253.479.118</b>	253.284.574	194.544	100%
<b>OUTRAS RECEITAS</b>	<b>36.792.485</b>	12.979.810	23.812.675	35%
<b>RECEITA NÃO OPERACIONAL</b>	<b>150.000</b>	5.242	144.758	3%
<b>TOTAL DE RECURSOS</b>	<b>312.421.603</b>	<b>284.116.377</b>	<b>28.305.226</b>	<b>91%</b>
<b>VARIAÇÃO DO DISPONÍVEL</b>	<b>100.000</b>	<b>93.959</b>		

#### **4.2. Reconhecimento de Passivos por Insuficiência de Créditos**

##### ELETROBRAS

Não houve.

##### CEPEL

Não se aplica.

#### **4.3. Movimentação e Saldos de Restos a Pagar**

##### ELETROBRAS

Não se aplica.

##### CEPEL

Não se aplica.

**4.4. Informações sobre as transferências mediante convênio, contrato de repasse, termo de parceria, termo de cooperação, termo de compromisso ou outros acordos, ajustes ou instrumentos congêneres**

ELETROBRAS

Diretoria de Geração

**QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA**

Posição em 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.									
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ					UG/GESTÃO: Diretoria de Geração				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	<b>ECV- 277/2008</b> (Aditivos ECV-277-A/2010, ECV-277-B/2010, ECV-277-C/2013)	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A – EBISA - IGJ nº 1.346 (código argentino)	<b>R\$58.521.470,00</b> Composto por R\$27.604.500,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$30.916.970,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)	<b>R\$29.260.735,00</b> Composto por R\$13.802.250,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$15.458.485,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)	1.565.795,27	6.162.409,77	01/09/2008	01/09/2018	1
1	<b>ECV- 303/2009</b> (Aditivos ECV-303-A/2010, ECV-303-B/2010, ECV-277-C/2013)	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A – EBISA - IGJ nº 1.346 (código argentino)	<b>R\$53.998.570,00</b> Composto por R\$25.208.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009) + R\$28.790.570,00	<b>R\$26.999.285,00</b> Composto por R\$12.604.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009) + R\$14.395.285,00	1.579.240,66	1.579.240,66	22/10/09	22/08/2017	1

			(taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-745/2010)	(taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-745/2010)					
1	<b>ECV-316/2010</b> (Aditivo ECV-316-A/2011)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – Eletronorte - CNPJ nº 00.357.038/0001-16	<b>R\$16.000.000,00</b>	<b>R\$14.500.000,00</b>	915.000,00	5.751.565,44	29/04/2010	16/07/2014	1
5	<b>BRA/IICA/09/001</b>	IICA	<b>R\$ 9.534.030,00</b>	<b>Não há.</b>	2.500.000,00	7.213.530,00	18/03/2009	18/03/2016 <sup>(B)</sup>	1
<p><b>LEGENDA</b></p> <p><b>Modalidade:</b></p> <p>1 - Convênio 2 - Contrato de Repasse 3 - Termo de Cooperação 4 - Termo de Compromisso 5 - Cooperação Técnica Internacional</p> <p><b>Situação da Transferência:</b></p> <p>1 - Adimplente 2 - Inadimplente 3 - Inadimplência Suspensa 4 - Concluído 5 - Excluído 6 - Rescindido 7 - Arquivado</p>									
<b>Fonte:</b>									

Observações:

(A) Através de Termo Aditivo de Prazo ao Contrato intitulado Revisão 02, assinado em 09.12.2013 pelo IICA, ABC e Eletrobras, este instrumento foi prorrogado até o dia 18/03/2016, sem acréscimo de valor;



**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
<b>CNPJ:</b>	00.001.180/0002-07-RJ					
<b>UG/GESTÃO:</b>	Diretoria de Geração					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Convênio</b>	2 <sup>B</sup>	-	1 <sup>A</sup>	4.060.035,93	902.469,54	1.443.302,14
<b>Contrato de Repasse</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Termo de Cooperação</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Termo de Compromisso</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Termo de Cooperação Técnica Internacional</b>	0	0	0	2.500.000,00 <sup>(C)</sup>	2.000.000,00 <sup>(D)</sup>	0
<b>Totais</b>	2	-	1	6.560.035,93	2.902.469,54	1.443.302,14

Observações:

(A) Aditivo ECV-316-A/2011 ao convênio ECV-316/2010.

(B) Aditivos ECV-277-C/2013 e ECV-303-C/2013 aos convênios ECV-277/2008 e ECV-303/2009.

(C), (D) – Ressaltamos que na prestação de contas anual do TCU apresentada no ano de 2013 informamos um repasse único de R\$ 4.500.000,00. Entretanto, este valor, por questões de planejamento, foi posteriormente dividido em R\$ 2.000.000,00 em 2012 e R\$ 2.500.000,00 em 2013.

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ  
NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Diretoria de Geração			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas Prestadas	Quantidade	-	1	-
		Montante Repassado	-	2.500.000,00 <sup>(B)</sup>	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-	-
		Montante Repassado	-	-	-
2012	Contas Prestadas	Quantidade	-	1	-
		Montante Repassado	-	2.000.000,00 <sup>(C)</sup>	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-	-
		Montante Repassado	-	-	-
2011	Contas Prestadas	Quantidade	1	-	-
		Montante Repassado	R\$11.201.220,50 <sup>(A)</sup>	-	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-	-
		Montante Repassado	-	-	-
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-	-
		Montante Repassado	-	-	-

Observações:

(A) R\$ 11.201.220,50 relativos ao ECV-250/2007. Na prestação de contas final houve a devolução de R\$6.661.890,64 ao concedente.

(B), (C) Ressaltamos que na prestação de contas anual do TCU apresentada no ano de 2013 informamos um repasse único de R\$ 4.500.000,00. Entretanto, este valor, por questões de planejamento, foi posteriormente dividido em R\$ 2.000.000,00 em 2012 e R\$ 2.500.000,00 em 2013.

**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE.**

**Posição 31/12**  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Diretoria de Geração			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios / Termo Coop. Técnica Internacional	Contratos de Repasse
2013	Quantidade de Contas Prestadas			1	-
	Com Prazo de Análise ainda <b>não Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1	-
			Quantidade Reprovada	-	-
			Quantidade de TCE	-	-
			Montante Repassado (R\$)	2.500.000,00 <sup>(B)</sup>	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-	
		Montante Repassado (R\$)	-	-	
	Com Prazo de Análise <b>Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	-	-
			Quantidade Reprovada	-	-
			Quantidade de TCE	-	-
			Montante Repassado (R\$)	-	-
		Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-
Montante Repassado (R\$)			-	-	
2012	Quantidade de contas prestadas			1	-
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1	-	
		Quantidade Reprovada	-	-	
		Quantidade de TCE	-	-	
		Montante repassado	2.000.000,00 <sup>(C)</sup>	-	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-	
		Montante repassado (R\$)	-	-	
2011	Quantidade de Contas Prestadas			2	-
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	2	-	
		Quantidade Reprovada	-	-	

		Quantidade de TCE	-	-
		Montante Repassado	R\$11.201.220,50 <sup>(A)</sup>	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-
<b>Exercício Anterior a 2011</b>	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-
<b>Fonte:</b>				

Observações:

(A) R\$ 11.201.220,50 relativos ao ECV-250/2007. Na prestação de contas final houve a devolução de R\$6.661.890,64 ao concedente.

(B), (C) Ressaltamos que na prestação de contas anual do TCU apresentada no ano de 2013 informamos um repasse único de R\$ 4.500.000,00. Entretanto, este valor, por questões de planejamento, foi posteriormente dividido em R\$ 2.000.000,00 em 2012 e R\$ 2.500.000,00 em 2013.

## Diretoria de Transmissão

### QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Posição em 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRAS									
CNPJ: 00001180/0002-07				UG/GESTÃO: Diretoria de Transmissão					
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-PR-001/2011	040711060001-37 026468290001-37	R\$ 13.225.000,00	R\$5.350.000,00	--	6.300.000,00	05.10.2011	05.10.2015	1

**LEGENDA**

**Modalidade:**

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

**Situação da Transferência:**

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

**Fonte:**

**QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA**

**Posição em 31.12.2013**

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: TEA – Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de Transmissão				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1 – Convênio	ECV – 001/2013	P. M. de Hulha Negra CNPJ: 94.702.784/0001-43	R\$ 233.307,95	R\$ 19.875,00	R\$ 182.632,59	R\$ 182.632,59	1º/06/2013	31/05/2015	1 - Adimplente

<b>LEGENDA</b>	<b>Situação da Transferência:</b>
<b>Modalidade:</b>	
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído
	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

**Fonte:**

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRAS					
<b>CNPJ:</b>	00001180/0002-07					
<b>UG/GESTÃO:</b>	Diretoria de Transmissão					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Convênio			1	-----	6.300.000,00	-----
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
<b>Totais</b>						

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras					
<b>CNPJ:</b>	00.001.180/0002-07					
<b>UG/GESTÃO:</b>	TEA – Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de Transmissão					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Convênio	1	-	-	R\$ 182.632,59	-	-
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
<b>Totais</b>						

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$ 1,00

<b>Unidade Concedente</b>					
<b>Nome:</b> CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRAS					
<b>CNPJ:</b> 00001180/0002-07		<b>UG/GESTÃO:</b> Diretoria de Transmissão			
<b>Exercício da Prestação das Contas</b>	<b>Quantitativos e Montante Repassados</b>		<b>Instrumentos</b> (Quantidade e Montante Repassado)		
			<b>Convênios</b>	<b>Termo de Cooperação</b>	<b>Contratos de Repasse</b>
2013	Contas Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2012	Contas Prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	R\$3.000.000,00		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	R\$3.300.000,00		
2011	Contas Prestadas	Quantidade	-----		
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-----		
		Montante Repassado			



**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07		UG/GESTÃO: TEA – Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de Transmissão			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)			Contratos de Repasse
		Convênios	Termo de Cooperação		
2013	Contas Prestadas	Quantidade	0		
		Montante Repassado	R\$ 182.632,59		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2012	Contas Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE.**

**Posição 31/12**  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: : CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRAS					
CNPJ: 00001180/0002-07		UG/GESTÃO: Diretoria de Transmissão			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2013	Quantidade de Contas Prestadas				
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada	1	
			Quantidade de TCE		
			Montante Repassado (R\$)	R\$ 3.300.000,00	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado (R\$)			
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
Montante Repassado (R\$)					
Contas NÃO Analisadas		Quantidade			
		Montante Repassado (R\$)			
2012	Quantidade de contas prestadas				
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1		
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
		Montante repassado	R\$ 3.000.000,00		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1		
Montante repassado (R\$)		R\$ 3.300.000,00			
2011	Quantidade de Contas Prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado					
Exercício Anterior a 2011	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE.**

**Posição 31/12**  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: : CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRAS					
CNPJ: 00001180/0002-07		UG/GESTÃO: TEA – Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de Transmissão			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2013	Quantidade de Contas Prestadas			0	
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0	
			Quantidade Reprovada	0	
			Quantidade de TCE	0	
			Montante Repassado (R\$)	0	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado (R\$)			
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
			Montante Repassado (R\$)		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado (R\$)					
2012	Quantidade de contas prestadas				
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
		Montante repassado			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
2011	Quantidade de Contas Prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado					
Exercício Anterior a 2011	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares

QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Posição em 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.									
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ					UG/GESTÃO: Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares – PCI				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV 3078/2009	00001180/0002-7	769.120,00	-	-	-	01/03/2010	28.02.2014	Aguardando formalização continuidade do Convênio pela Eletronorte

**LEGENDA**

**Modalidade:**

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

**Situação da Transferência:**

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

**Fonte:**

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

<b>Unidade Concedente ou Contratante</b>						
<b>Nome:</b>	<b>Centrais Elétricas Brasileiras S/A.</b>					
<b>CNPJ:</b>	<b>00.001.180/0002-07-RJ</b>					
<b>UG/GESTÃO:</b>	<b>Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares – PCI</b>					
<b>Modalidade</b>	<b>Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício</b>			<b>Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)</b>		
	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
<b>Convênio</b>		<b>1</b>			<b>3.978,80</b>	
<b>Contrato de Repasse</b>						
<b>Termo de Cooperação</b>						
<b>Termo de Compromisso</b>						
<b>Totais</b>						

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares – PCI			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2012	Contas Prestadas	Quantidade	01		
		Montante Repassado	3.978,80		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas Prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS  
E CONTRATOS DE REPASSE**

Posição 31/12  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.						
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ			UG/GESTÃO: Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares – PCI			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2013	Quantidade de Contas Prestadas					
	Com Prazo de Análise ainda <b>não Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada			
			Quantidade Reprovada			
			Quantidade de TCE			
			Montante Repassado (R\$)			
	Com Prazo de Análise <b>Vencido</b>	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
			Montante Repassado (R\$)			
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		
				Quantidade Reprovada		
	Quantidade de TCE					
	Montante Repassado (R\$)					
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado (R\$)						
Quantidade de contas prestadas			<b>1</b>			
Contas Analisadas			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	<b>1</b>	
	Quantidade Reprovada	<b>3.978,80</b>				
	Quantidade de TCE					
	Montante repassado					
Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade				
		Montante repassado (R\$)				
		Quantidade de Contas Prestadas			<b>1</b>	
		Contas analisadas	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		
Quantidade Reprovada						
Quantidade de TCE						
Montante Repassado						
Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade				
		Montante Repassado				
Exercício Anterior a 2011	Contas NÃO Analisadas	Quantidade				
		Montante Repassado				

## Superintendência de Eficiência Energética

### QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Posição em 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS									
CNPJ: 00.001.180/0002-07				UG/GESTÃO: Superintendência de Eficiência Energética – PF					
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados (R\$)		Valores Repassados (R\$) pela Eletrobras		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
3	ACT-OLADE-12/12/2012	OLADE Organismo Internacional com sede em Quito/Equador	497.131,95	397.705,56	99.426,39	99.426,39	12/12/2012	11/06/2014	1

**LEGENDA**

Modalidade:

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

Situação da Transferência:

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

**Fonte: Acordo de Cooperação Técnica - OLADE - Portaria 175 - Planilhas de Controle**

Obs1: O fechamento de câmbio dessa operação (US\$ 50,000.00) foi realizado em 18/03/2013, pela Eletrobras, sendo:

a) conversão em Reais:  $US\$ 50,000.00 * 1,981 R\$/US\$ = R\$ 99.050,00$

b) IOF (0,38%).....:  $R\$ 99.050,00 + (0,38\%) * R\$ 99.050,00 = R\$ 99.426,39$  (valor final)

Obs2: Conta orçamentária nº 6152120800 (Estudos e Projetos) do Centro de Custo PF (1000004000), conforme Resolução nº 1.061/2012 de 06/12/2012 e Acordo de Cooperação Técnica assinado em 12/12/2012.



QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Posição em 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: Departamento de Projetos de Eficiência Energética – PFP				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-DTP-001/2011	00.357.038/0001-16	693.810,00	113.610,00	386.800,00	435.150,00	25/02/2011	24/02/2015	1
1	ECV-DTP-001/2012	82.895.327/0001-33	4.352.757,52	831.647,52	844.660,00	1.680.580,00	25/04/2012	24/04/2016	1
1	ECV-DTP-002/2011	18.720.938/0001-41	776.292,55	135.600,00	213.000,00	427.692,55	16/12/2011	15/12/2014	1
1	ECV-DTP-004/2010	09.185.398/0001-52	1.603.772,49	320.754,64	382.236,29	1.241.858,26	30/12/2010	29/12/2013	1
1	ECV-DTP-004/2011	15.513.690/0001-50	4.723.340,66	1.245.935,04	929.781,57	2.416.690,98	22/12/2011	21/12/2014	1
1	ECV-279/2008	92.953.983/0001-07	1.025.150,00	261.000,00	109.650,00	617.900,00	30/12/2008	28/12/2013	1

**LEGENDA**

**Modalidade:**

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

**Situação da Transferência:**

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

**Fonte:**

**QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA**

Posição em 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética – PFD				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-DTP-001/2011	00.357.038/0001-16	693.810,00	113.610,00	386.800,00	435.150,00	25/02/2011	24/02/2015	1
1	ECV-DTP-001/2012	82.895.327/0001-33	4.352.757,52	831.647,52	844.660,00	1.680.580,00	25/04/2012	24/04/2016	1
1	ECV-DTP-002/2011	18.720.938/0001-41	776.292,55	135.600,00	213.000,00	427.692,55	16/12/2011	15/12/2014	1
1	ECV-DTP-004/2010	09.185.398/0001-52	1.603.772,49	320.754,64	382.236,29	1.241.858,26	30/12/2010	29/12/2013	1
1	ECV-DTP-004/2011	15.513.690/0001-50	4.723.340,66	1.245.935,04	929.781,57	2.416.690,98	22/12/2011	21/12/2014	1
1	ECV-279/2008	92.953.983/0001-07	1.025.150,00	261.000,00	109.650,00	617.900,00	30/12/2008	28/12/2013	1
<b>LEGENDA</b>									
<b>Modalidade:</b>					<b>Situação da Transferência:</b>				
1 - Convênio					1 - Adimplente				
2 - Contrato de Repasse					2 - Inadimplente				
3 - Termo de Cooperação					3 - Inadimplência Suspensa				
4 - Termo de Compromisso					4 - Concluído				
					5 - Excluído				
					6 - Rescindido				
					7 - Arquivado				
<b>Fonte:</b>									

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
<b>CNPJ:</b>	00.001.180/0002-07-RJ					
<b>UG/GESTÃO:</b>	Superintendência de Eficiência Energética – PF					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Convênio						
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação	1	0	0	99.426,39	0,00	0,00
Termo de Compromisso						
<b>Totais</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>99.426,39</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

Fonte: Acordo de Cooperação Técnica - OLADE - Portaria 175 - Planilhas de Controle

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
<b>CNPJ:</b>	00.001.180/0002-07-RJ					
<b>UG/GESTÃO:</b>	Departamento de Projetos de Eficiência Energética – PFP					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Convênio</b>	0	1	3	2.866.127,86	3.518.944,87	3.863.000,79
<b>Contrato de Repasse</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Termo de Cooperação</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Termo de Compromisso</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Totais</b>	0	1	3	2.866.127,86	3.518.944,87	3.863.000,79

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
<b>CNPJ:</b>	00.001.180/0002-07-RJ					
<b>UG/GESTÃO:</b>	Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética – PFD					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Convênio</b>	0	1	1	619.025,47	4.934.004,33	2.223.167,70
<b>Contrato de Repasse</b>						
<b>Termo de Cooperação</b>						
<b>Termo de Compromisso</b>						
<b>Totais</b>	0	1	1	619.025,47	4.934.004,33	2.223.167,70

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Superintendência de Eficiência Energética – PF			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas Prestadas	Quantidade		0	
		Montante Repassado		0,00	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0	
		Montante Repassado		0,00	
2012	Contas Prestadas	Quantidade		0	
		Montante Repassado		0,00	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0	
		Montante Repassado		0,00	
2011	Contas Prestadas	Quantidade		0	
		Montante Repassado		0,00	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0	
		Montante Repassado		0,00	
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0	
		Montante Repassado		0,00	

Fonte: Acordo de Cooperação Técnica – OLADE - Portaria 175 - Planilhas de Controle.

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Departamento de Projetos de Eficiência Energética – PFP			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas Prestadas	Quantidade	2	0	0
		Montante Repassado	2.135.409,58	0,00	0,00
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	2	0	0
		Montante Repassado	2.449.220,69	0,00	0,00
2012	Contas Prestadas	Quantidade	1	0	0
		Montante Repassado	1.637.196,42	0,00	0,00
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	2	0	0
		Montante Repassado	597.202,00	0,00	0,00
2011	Contas Prestadas	Quantidade	9	0	0
		Montante Repassado	2.184.414,00	0,00	0,00
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	35	0	0
		Montante Repassado	1.678.585,00	0,00	0,00
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	0	0
		Montante Repassado	0,00	0,00	0,00

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética – PFD			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas Prestadas	Quantidade	0		
		Montante Repassado	0,00		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0		
		Montante Repassado	0,00		
2012	Contas Prestadas	Quantidade	2		
		Montante Repassado	1.800.558,80		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0		
		Montante Repassado	0,00		
2011	Contas Prestadas	Quantidade	3		
		Montante Repassado	2.668.226,96		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0		
		Montante Repassado	0,00		
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0		
		Montante Repassado	0,00		



**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS  
E CONTRATOS DE REPASSE**

Posição 31/12  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.						
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ			UG/GESTÃO: Superintendência de Eficiência Energética – PF			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2013	Quantidade de Contas Prestadas			0		
	Com Prazo de Análise ainda <b>não Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0		
			Quantidade Reprovada	0		
			Quantidade de TCE	0		
			Montante Repassado (R\$)	0,00		
	Com Prazo de Análise <b>Vencido</b>	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0		
			Montante Repassado (R\$)	0,00		
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0	
				Quantidade Reprovada	0	
	Quantidade de TCE	0				
Montante Repassado (R\$)	0,00					
2012	Quantidade de contas prestadas			0		
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0			
		Quantidade Reprovada	0			
		Quantidade de TCE	0			
		Montante repassado	0,00			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
Montante repassado (R\$)		0,00				
2011	Quantidade de Contas Prestadas			0		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	0			
		Quantidade Reprovada	0			
		Quantidade de TCE	0			
		Montante Repassado	0,00			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
		Montante Repassado	0,00			
Exercício Anterior a 2011		Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0		
	Montante Repassado	0,00				

Fonte: Acordo de Cooperação Técnica - OLADE - Portaria 175 - Planilhas de Controle

**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS  
E CONTRATOS DE REPASSE**

**Posição 31/12**  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
<b>Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.</b>					
<b>CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ</b>			<b>UG/GESTÃO: Departamento de Projetos de Eficiência Energética – PFP</b>		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2013	Quantidade de Contas Prestadas			12	
	Com Prazo de Análise ainda <b>não Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	8	
			Quantidade Reprovada	0	
			Quantidade de TCE	0	
			Montante Repassado (R\$)	2.866.127,86	
	Com Prazo de Análise <b>Vencido</b>	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	3	
			Montante Repassado (R\$)	0,00	
		Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	5	
			Quantidade Reprovada	0	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade de TCE	0		
Montante Repassado (R\$)		0,00			
2012	Quantidade de contas prestadas			12	
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	6		
		Quantidade Reprovada	0		
		Quantidade de TCE	0		
		Montante repassado	3.518.944,87		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	6		
		Montante repassado (R\$)	0,00		
2011	Quantidade de Contas Prestadas			44	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	35		
		Quantidade Reprovada	0		
		Quantidade de TCE	0		
		Montante Repassado	1.678.585,00		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	9		
		Montante Repassado	2.184.414,00		
<b>Exercício Anterior a 2011</b>	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0		
		Montante Repassado	0,00		

**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS  
E CONTRATOS DE REPASSE**

Posição 31/12  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.						
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ			UG/GESTÃO: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética – PFD			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2013	Quantidade de Contas Prestadas			0		
	Com Prazo de Análise ainda <b>não Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0		
			Quantidade Reprovada	0		
			Quantidade de TCE	0		
			Montante Repassado (R\$)	0,00		
	Com Prazo de Análise <b>Vencido</b>	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0		
			Montante Repassado (R\$)	0,00		
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0	
				Quantidade Reprovada	0	
	Quantidade de TCE	0				
Montante Repassado (R\$)	0,00					
2012	Quantidade de contas prestadas			2		
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	2			
		Quantidade Reprovada	0			
		Quantidade de TCE	0			
		Montante repassado	1.800.558,50			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
Montante repassado (R\$)		0,00				
2011	Quantidade de Contas Prestadas			3		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	3			
		Quantidade Reprovada	0			
		Quantidade de TCE	0			
		Montante Repassado	2.668.226,96			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
Montante Repassado		0,00				
Exercício Anterior a 2011	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
		Montante Repassado	0,00			

**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS  
E CONTRATOS DE REPASSE**

**Posição 31/12**  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante							
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.							
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Divisão de Eficiência Energética no Setor Privado – PFPR					
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos			
				Convênios	Contratos de Repasse		
2013	Quantidade de Contas Prestadas			0			
	Com Prazo de Análise ainda <b>não Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0			
			Quantidade Reprovada	0			
			Quantidade de TCE	0			
			Montante Repassado (R\$)	0,00			
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
			Montante Repassado (R\$)	0,00			
			Com Prazo de Análise <b>Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0	
					Quantidade Reprovada	0	
	Quantidade de TCE	0					
	Montante Repassado (R\$)	0,00					
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
Montante Repassado (R\$)			0,00				
2012			Quantidade de contas prestadas			2	
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1		
	Quantidade Reprovada	0					
	Quantidade de TCE	0					
	Montante repassado	0,00					
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
			Montante repassado (R\$)	0,00			
	2011	Quantidade de Contas Prestadas			0		
Contas analisadas		Contas analisadas	Quantidade Aprovada	0			
			Quantidade Reprovada	0			
			Quantidade de TCE	0			
			Montante Repassado	0,00			
Contas NÃO Analisadas		Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
			Montante Repassado	0,00			
Exercício Anterior a 2011		Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
	Montante Repassado		0,00				

**Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade**

**QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA**

Posição em 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade – PCS				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-321/2010	Cinema Nosso	389.074,00	111.336,00	-	261.102,87	02.08.10-	01.10.11	4
1	ECV-327/10	Associação de Moradores e Amigos do Centro Histórico de Salvador - AMACH	392.328,38	94.000,00		295.831,83	03.09.10-	02.02.12	2
1	ECV-330/2010	Centro de Atendimento Popular da Leopoldina - CAPL	365.264,85	83.859,00		254.889,04	28.08.10	27.08.11	2
1	ECV- PGR 001/2010	Fundação Pavel	151.169,20	51.096,00		99.052,70	04.11.10	03.01.12	2
1	ECV- PGR 002/2010	Instituto Ação Verde	368.688,47	96.502,32	-	218.814,12	17.12.10	16.08.12	4
1	ECV-PGR 001/2011	ONG Esporte Mais	614.000,00	84.000,00	-	403.200,00	07.02.11	06.04.12	2
1	ECV-PGR-004/2011	Associação Comunitária do Bairro Cachoeira do Cambuí	147.878,99	70.279,00		77.599,99	26.08.11	25.05.12	4
1	ECV-PGR-005/2011	ONG Esporte Mais	996.894,40	466.894,40	-	494.000,00	18.07.11	17.10.12	2
1	ECV-PGR-007/2011	Instituto Nossa Senhora do Teatro	284.802,14	95.000,00	61.535,55	189.237,69	12.11.12	11.02.13	2
1	ECV-PGR-008/2011	Movimento de Mulheres de São Gonçalo- MMSG	379.065,13	79.732,83	-	298.886,00	12.12.11	11.03.13	4

1	ECV-PGR-003/2012	Transmissão da Cidadania e do Saber	134.887,51	22.772,51		112.115,00	02.04.12	01.06.13	4
1	ECV-PCS-004/2012	Instituto de Ação Social e Desenvolvimento Sustentável COSTA VERDE	405.966,00	54.400,00	105.298,80	351.395,00	26.04.12	25.07.13	2
1	ECV-PCS-005/2012	Centro de Defesa dos Direitos Humanos de Petrópolis-CDDH	152.045,46	34.012,92	57.306,76	116.323,03	31.09.12	30.12.13	1
1	ECV-PCS-006/2012	Prefeitura de Candiota	421.617,76	86.950,00	-	216.600,50	31.09.12	30.12.13	1
1	ECV-PCS-007/2012	Associação Nacional dos Atingidos por Barragens	3.977.000,01	292.456,67	811.024,93	1.675.896,01	29.10.12	28.06.15	1
1	ECV-PCS-001/2013	Fundação do Caminho	118.240,00	18.240,00	77.743,74	77.743,74	29.08.13	28.04.14	1
1	ECV-PCS-002/2013	Cooperativa Agroliteira Transamazônica-COOPETRA	396.889,25	253.693,25	-	-	08.03.2013.	09.03.2014	1
1	ECV-PCS-003/2013	Prefeitura de Candiota	132.753,17	32.753,27	96.000,00	96.000,00	08.03.14	07.03.14	2

**LEGENDA**

**Modalidade:**

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

**Situação da Transferência:**

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

**Fonte:**

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
<b>CNPJ:</b>	00.001.180/0002-07-RJ					
<b>UG/GESTÃO:</b>	Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade – PCS					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Convênio</b>	3	7	8	1.208.909,78	2.353.482,30	3.646.591,73
<b>Contrato de Repasse</b>						
<b>Termo de Cooperação</b>						
<b>Termo de Compromisso</b>						
<b>Totais</b>	3	7	8	1.208.909,78	2.353.482,30	3.646.591,73

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE**      Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade – PCS			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas Prestadas	Quantidade	8		
		Montante Repassado	2.253.725,49		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-		
		Montante Repassado	-		
2012	Contas Prestadas	Quantidade	4		
		Montante Repassado	894.030,20		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	2		
		Montante Repassado	176.802,16		
2011	Contas Prestadas	Quantidade	38		
		Montante Repassado	2.944.311,73		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	5		
		Montante Repassado	625.919,02		
Anteriores a 2011	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	21		
		Montante Repassado	3.554.267,46		



**QUADRO A.4.4.4 – VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS  
E CONTRATOS DE REPASSE**

**Posição 31/12**  
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ			UG/GESTÃO: Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade – PCS		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2013	Quantidade de Contas Prestadas			-	
	Com Prazo de Análise ainda <b>não Vencido</b>	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1	
			Quantidade Reprovada	0	
			Quantidade de TCE	-	
			Montante Repassado (R\$)	31.392,20	
	Com Prazo de Análise <b>Vencido</b>	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	
			Montante Repassado (R\$)	-	
		Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	11	
			Quantidade Reprovada	4	
			Quantidade de TCE	-	
Montante Repassado (R\$)			1.378.533,66		
Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1			
	Montante Repassado (R\$)	29.508,13			
2012	Quantidade de contas prestadas			22	
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	18		
		Quantidade Reprovada	4		
		Quantidade de TCE	-		
		Montante repassado	-		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	2		
Montante repassado (R\$)		82.098,09			
2011	Quantidade de Contas Prestadas			38	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	38		
		Quantidade Reprovada	-		
		Quantidade de TCE	-		
		Montante Repassado	-		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-		
Montante Repassado		-			
Exercício Anterior a 2011	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-		
		Montante Repassado	-		

#### **4.4.5. Análise Crítica**

A análise crítica sobre a situação da gestão das transferências vigentes no exercício e seus efeitos no médio e longo prazo é obrigatória e aplicável a todas as UJs. Nesse contexto e sem prejuízo de outras abordagens que a UJ considere adequado fazer, importa que a UJ informe sobre:

##### Medidas adotadas para sanear as transferências na situação de prestação de contas inadimplente

Diante de não conformidades de despesas ou sua comprovação irregular, são realizadas glosas de valores para repasse, com vistas à regularização da situação. Diante de situação de inadimplência em razão de débitos fiscais, é imediatamente suspenso o repasse de valores firmados no âmbito do convênio. Se a inadimplência for relacionada ao atraso na entrega da prestação de contas, são tomadas providências com vistas à advertência verbal e escrita para que seja justificado o atraso. Não obstante a prestação de contas, sempre é aferida, mesmo com atraso. Para o caso de não ser apresentada a prestação de contas, a Eletrobras possui uma rotina formal de abertura de processo administrativo e também a propositura de ação judicial, se necessário, para a recuperação do débito.

##### Razões para eventuais oscilações significativas na quantidade e no volume de recursos transferidos nos três últimos exercícios

É possível afirmar que houve um decréscimo na quantidade e no valor de investimento em convênios de Responsabilidade Social firmados pela Eletrobras, sendo em 2011, 08 (oito), em 2012, 07 (sete) e 2013, 03 (três).

O decréscimo no valor do investimento em 2013 deve-se ao fato de um número menor de convênios celebrados em relação aos anos anteriores. No entanto, estão contemplados no montante repassado em 2013, valores referentes a parcelas de convênios assinados em 2012.

##### Análise do comportamento das prestações de contas frente aos prazos regulamentares no decorrer dos últimos exercícios

Conforme instrução contida no manual TCU, item 4.4.4, para o ano de 2013 foi considerado o número de contas prestadas das parcelas pagas no âmbito dos convênios vigentes. Sendo assim, das 16 (dezesesseis) parcelas, 4 (quatro) foram reprovadas, 11 (onze) aprovadas e 1 (uma) está em análise. Das 11 (onze) prestações de contas aprovadas, somente 1 (uma) estava dentro do prazo.

##### Avaliação da evolução das análises das prestações de contas referentes às transferências expiradas até 2013, quanto à eficiência e eficácia dos procedimentos adotados, bem como quanto à disponibilidade adequada de recursos humanos e materiais para tanto

A área específica para tratar da análise de prestação de contas auxilia a área gestora dos convênios nas medidas de ajustes a serem providenciados resultantes das avaliações parciais e finais das fiscalizações. Esse trabalho conjunto permite um olhar mais ampliado e complementar na gestão de todo o convênio e, portanto, confere maior eficiência e eficácia ao processo de análise de prestação de contas.

##### Estruturas de controle definidas para o gerenciamento das transferências, informando, inclusive, a capacidade de fiscalização in loco da execução dos planos de trabalho contratados

Para cada convênio celebrado, é designado um gestor e um fiscal, com seus respectivos suplentes, para acompanhamento de cada projeto. É respeitada a estrutura atual da área na qual a gestão dos convênios é realizada por uma divisão (Divisão de Promoção da Cidadania Empresarial e Projetos

com a Sociedade) e a prestação de contas por outra divisão (Divisão de Acompanhamento de Contratos e Convênios) ambas do mesmo Departamento. O objetivo é segregar as ações de gestão e fiscalização, mantendo a imparcialidade, além da garantia de maior controle e confiabilidade das informações.

A fiscalização *in loco* é feita por meio de visitas técnicas realizadas com regularidade e periodicidade pelos gestores e fiscais dos respectivos convênios. É importante frisar que a UJ possui formulários padronizados que são utilizados para cada ação informada.

#### Análise da efetividade das transferências como instrumento de execução descentralizada das políticas públicas a cargo da UJ

A transferência de recursos para a execução de projetos que atendem algumas das políticas públicas se mostram efetivas, uma vez que os convênios de responsabilidade social celebrados pela empresa, em razão da gestão que é realizada, apresentaram execução idônea de seus objetos propostos, atingindo todas as suas finalidades nas seguintes linhas de atuação: Geração de Emprego e Renda; Educação e Qualificação Profissional para Jovens e Adultos e Atendimento às Comunidades Atingidas por Empreendimentos da empresa.

CEPEL

QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

POSIÇÃO EM 31.12.2013

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Ministério de Minas e Energia									
CNPJ: 37.115.383/0001-53					UG/GESTÃO: 320060 / 00001				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	769362/2012	CEPEL	59.276.345	3.267.500	4.910.800	4.910.800	28/05/12	27/06/16	1

**LEGENDA**

**Modalidade:**

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

**Situação da Transferência:**

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Ministério de Minas e Energia									
CNPJ: 37.115.383/0001-53					UG/GESTÃO: 320010 / 00001				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	721906/2009	CEPEL	2.068.000	768.000	0	1.300.000	14/12/09	28/06/13	1
1	773762/2012	CEPEL	1.184.000	384.000	0	300.000	28/08/12	28/08/16	1

**LEGENDA**

**Modalidade:**

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

**Situação da Transferência:**

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

**QUADRO A.4.4.1 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA**

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos									
CNPJ: 33.749.086/0001-09					UG/GESTÃO: -				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	01.09.0539.00	CEPEL	1.858.996	959.900	0	413.000	16/11/09	04/11/14	1
1	01.10.0513.00	CEPEL	663.829	123.929	231.458	501.458	25/10/10	25/10/14	1
1	01.10.0617.00	CEPEL	4.736.378	1.503.653	0	2.710.925	30/11/10	03/12/14	1
1	01.12.0324.00	CEPEL	22.266.180	4.266.180	101.236	410.731	06/08/12	06/08/15	1
1	01.11.0222.00	CEPEL	1.402.094	1.402.094	0	0	05/09/11	05/09/14	1

**LEGENDA**

<b>Modalidade:</b>	<b>Situação da Transferência:</b>
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído
	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Ministério de Minas e Energia					
CNPJ:	37.115.383/0001-53					
UG/GESTÃO:	320010 / 00001					
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Montantes repassados em cada exercício, independentemente do ano de celebração do instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Convênio	0	1	0	0	300.000	0
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
<b>Totais</b>	0	1	0	0	300.000	0

Fonte: Convênio: 773762/2012

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	Ministério de Minas e Energia					
<b>CNPJ:</b>	37.115.383/0001-53					
<b>UG/GESTÃO:</b>	320060 / 00001					
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Montantes repassados em cada exercício, independentemente do ano de celebração do instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Convênio	0	1	0	4.910.800	0	0
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
<b>Totais</b>	0	1	0	4.910.800	0	0

Fonte: Convênio: 769362/2012

**QUADRO A.4.4.2 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS**

Unidade Concedente ou Contratante						
<b>Nome:</b>	FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos					
<b>CNPJ:</b>	33.749.086/0001-09					
<b>UG/GESTÃO:</b>						
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Montantes repassados em cada exercício, independentemente do ano de celebração do instrumento (em R\$ 1,00)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Convênio	0	1	1	332.694	309.498	2.710.925
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
<b>Totais</b>	0	1	1	332.694	309.498	2.710.925

Fonte: Convênios: 01.10.0513.00, 01.10.0617.00, 01.11.0222.00 e 01.12.0324.00

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS  
PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO,  
TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320010 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montante repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas prestadas	Quantidade	2		
		Montante Repassado	2.150.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2012	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	630.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2011	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Convênio: 706321/2009(2011) – 037/2005 e 721906/2009 (2013)

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS  
CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE  
COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320013 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montante repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2012	Contas prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	800.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	4.157.700		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2011	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Convênios: 018/2004(2011) e 004/2007(2012)

**QUADRO A.4.4.3 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS  
CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE  
COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ: 33.749.086/0001-09			UG/GESTÃO:		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montante repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2013	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2012	Contas prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	15.000.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2010	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Convênio: 01.06.0962.00



**QUADRO A.4.4.4 - VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE**

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320013 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
<b>2013</b>	Quantidade de contas prestadas				
	Com prazo de análise ainda <b>não vencido</b>	Quantidade	Contas analisadas		
			Contas Não analisadas		
		Montante repassado (R\$)			
	Com prazo de análise <b>vencido</b>	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
Contas NÃO analisadas		Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
<b>2012</b>	Quantidade de contas prestadas			<b>1</b>	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		<b>1</b>	
Montante repassado (R\$)		<b>800.000</b>			
<b>2011</b>	Quantidade de contas prestadas			<b>1</b>	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		<b>1</b>	
Montante repassado		<b>4.157.700</b>			
<b>Exercícios anteriores a 2011</b>	Contas NÃO analisadas	Quantidade		<b>5</b>	
		Montante repassado		<b>3.882.000</b>	

Fonte: Convênios: 018/04(2011) e 004/07(2012) – 025/04, 026/04, 027/04, 028/04 e 029/04 (Anteriores a 2011)

**QUADRO A.4.4.4 - VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE**

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320010 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
<b>2013</b>	Quantidade de contas prestadas			<b>2</b>	
	Com prazo de análise ainda <b>não vencido</b>	Quantidade	Contas analisadas		
			Contas Não analisadas		
	Montante repassado (R\$)				
	Com prazo de análise <b>vencido</b>	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
Quantidade de TCE					
Contas NÃO analisadas		Quantidade	<b>2</b>		
Montante repassado (R\$)			<b>2.150.000</b>		
<b>2012</b>	Quantidade de contas prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
<b>2011</b>	Quantidade de contas prestadas			<b>1</b>	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		<b>1</b>	
Montante repassado		<b>630.000</b>			
<b>Exercícios anteriores a 2011</b>	Contas NÃO analisadas	Quantidade		<b>0</b>	
		Montante repassado		<b>0</b>	

Fonte: Convênio: 037/05 e 721906/2009 (2013) - 706321/2009 (2011)

**QUADRO A.4.4.4 - VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS  
DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE**

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ: 33.749.086/0001-09			UG/GESTÃO:		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
<b>2013</b>	Quantidade de contas prestadas				
	Com prazo de análise ainda <b>não vencido</b>	Quantidade	Contas analisadas		
			Contas Não analisadas		
		Montante repassado (R\$)			
	Com prazo de análise <b>vencido</b>	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
Contas NÃO analisadas		Quantidade			
	Montante repassado (R\$)				
<b>2012</b>	Quantidade de contas prestadas			<b>1</b>	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		<b>1</b>	
Montante repassado (R\$)		<b>15.000.000</b>			
<b>2011</b>	Quantidade de contas prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade			
Montante repassado					
<b>Exercícios anteriores a 2011</b>	Contas NÃO analisadas	Quantidade		<b>2</b>	
		Montante repassado		<b>1.049.500</b>	

Fonte: Convênio 0962 (2012) – 0712 e 1014 ( anteriores 2011)

#### **4.5. Suprimento de Fundos**

ELETROBRAS

Não se aplica.

CEPEL

Não se aplica.

#### **4.6. Renúncia de Receitas**

ELETROBRAS

Não se aplica.

CEPEL

Não se aplica.

#### **4.7. Gestão de Precatórios**

##### ELETOBRAS

Não se aplica.

##### CEPEL

Não se aplica.

## 5. GESTÃO DE PESSOAS, TERCEIRIZAÇÃO DE MÃO DE OBRA E CUSTOS RELACIONADOS

### ELETOBRAS

#### 5.1. Composição do Quadro de Servidores Ativos

QUADRO A.5.1.1.1 – FORÇA DE TRABALHO DA UJ – SITUAÇÃO APURADA EM 31/12

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
<b>1. Servidores em Cargos Efetivos (1.1 + 1.2)</b>	<b>1206</b>	<b>1052</b>	<b>24</b>	<b>253</b>
1.1. Membros de poder e agentes políticos	0	0	0	0
1.2. Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)	<b>1206</b>	<b>1052</b>	<b>24</b>	<b>253</b>
1.2.1. Servidores de carreira vinculada ao órgão	1206	901	13	206
1.2.2. Servidores de carreira em exercício descentralizado	0	0	0	0
1.2.3. Servidores de carreira em exercício provisório	0	0	0	0
1.2.4. Servidores requisitados de outros órgãos e esferas	0	151	11	47
<b>2. Servidores com Contratos Temporários</b>	0	0	0	0
<b>3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública</b>	<b>31</b>	<b>27</b>	<b>1</b>	<b>5</b>
<b>4. Total de Servidores (1+2+3)</b>	<b>1237</b>	<b>1079</b>	<b>25</b>	<b>258</b>

Fonte: Cadastro.

**QUADRO A.5.1.1.2 – SITUAÇÕES QUE REDUZEM A FORÇA DE TRABALHO DA UJ**

Tipologias dos afastamentos	Quantidade de Pessoas na Situação em 31 de Dezembro
<b>1. Cedidos (1.1+1.2+1.3)</b>	<b>122</b>
1.1. Exercício de Cargo em Comissão	0
1.2. Exercício de Função de Confiança	0
1.3. Outras Situações Previstas em Leis Específicas (especificar as leis)	122
<b>2. Afastamentos (2.1+2.2+2.3+2.4)</b>	<b>0</b>
2.1. Para Exercício de Mandato Eletivo	0
2.2. Para Estudo ou Missão no Exterior	0
2.3. Para Serviço em Organismo Internacional	0
2.4. Para Participação em Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu no País	0
<b>3. Removidos (3.1+3.2+3.3+3.4+3.5)</b>	<b>32</b>
3.1. De Ofício, no Interesse da Administração	0
3.2. A Pedido, a Critério da Administração	0
3.3. A pedido, independentemente do interesse da Administração para acompanhar cônjuge/companheiro	0
3.4. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Motivo de saúde	32
3.5. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Processo Seletivo	0
<b>4. Licença Remunerada (4.1+4.2)</b>	<b>11</b>
4.1. Doença em Pessoa da Família	11
4.2. Capacitação	0
<b>5. Licença não Remunerada (5.1+5.2+5.3+5.4+5.5)</b>	<b>3</b>
5.1. Afastamento do Cônjuge ou Companheiro	0
5.2. Serviço Militar	0
5.3. Atividade Política	0
5.4. Interesses Particulares	3
5.5. Mandato Classista	0
<b>6. Outras Situações (Especificar o ato normativo)</b>	<b>0</b>
<b>7. Total de Servidores Afastados em 31 de Dezembro (1+2+3+4+5+6)</b>	<b>168</b>
<b>Fonte: Cadastro e Área de Saúde da Eletrobras.</b>	

**QUADRO A.5.1.2.1 – DETALHAMENTO DA ESTRUTURA DE CARGOS EM COMISSÃO E FUNÇÕES GRATIFICADAS DA UJ (SITUAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO)**

Tipologias dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
<b>1. Cargos em Comissão</b>	31	27	1	5
1.1. Cargos Natureza Especial	0	0	0	0
1.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior	0	0	0	0
1.2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão	0	0	0	0
1.2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado	0	0	0	0
1.2.3. Servidores de Outros Órgãos e Esferas	0	0	0	0
1.2.4. Sem Vínculo	31	27	1	5
1.2.5. Aposentados	0	0	0	0
<b>2. Funções Gratificadas</b>	0	0	0	0
2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão	0	0	0	0
2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado	0	0	0	0
2.3. Servidores de Outros órgãos e Esferas	0	0	0	0
<b>3. Total de Servidores em Cargo e em Função (1+2)</b>	<b>31</b>	<b>27</b>	<b>1</b>	<b>5</b>

Fonte: Cadastro.

**QUADRO A.5.1.2.2 – QUANTIDADE DE SERVIDORES DA UJ POR FAIXA ETÁRIA  
SITUAÇÃO APURADA EM 31/12**

Tipologias do Cargo	Quantidade de Servidores por Faixa Etária				
	Até 30 anos	De 31 a 40 anos	De 41 a 50 anos	De 51 a 60 anos	Acima de 60 anos
<b>1. Provimento de Cargo Efetivo</b>	<b>91</b>	<b>370</b>	<b>218</b>	<b>182</b>	<b>40</b>
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos	0	0	0	0	0
1.2. Servidores de Carreira	91	370	218	182	40
1.3. Servidores com Contratos Temporários	0	0	0	0	0
<b>2. Provimento de Cargo em Comissão</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>18</b>
2.1. Cargos de Natureza Especial	0	0	1	0	1
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior	0	0	0	3	3
2.3. Funções Gratificadas	0	0	0	5	14
<b>3. Totais (1+2)</b>	<b>91</b>	<b>370</b>	<b>219</b>	<b>190</b>	<b>58</b>

Fonte: Cadastro.



**QUADRO A.5.1.2.3 – QUANTIDADE DE SERVIDORES DA UJ POR NÍVEL DE ESCOLARIDADE  
SITUAÇÃO APURADA EM 31/12**

Tipologias do Cargo	Quantidade de Pessoas por Nível de Escolaridade								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1. Provimento de Cargo Efetivo</b>	0	0	0	10	96	430	253	100	12
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2. Servidores de Carreira	0	0	0	10	96	430	253	100	12
1.3. Servidores com Contratos Temporários	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>2. Provimento de Cargo em Comissão</b>	0	0	0	0	0	24	2	0	1
2.1. Cargos de Natureza Especial	0	0	0	0	0	2	0	0	0
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior	0	0	0	0	0	5	1	0	0
2.3. Funções Gratificadas	0	0	0	0	0	17	1	0	1
<b>3. Totais (1+2)</b>	0	0	0	10	96	454	255	100	13
<b>LEGENDA</b>									
<b>Nível de Escolaridade</b>									
1 - Analfabeto; 2 - Alfabetizado sem cursos regulares; 3 - Primeiro grau incompleto; 4 - Primeiro grau; 5 - Segundo grau ou técnico; 6 - Superior; 7 - Aperfeiçoamento / Especialização / Pós-Graduação; 8 – Mestrado; 9 – Doutorado/Pós Doutorado/PhD/Livre Docência; 10 - Não Classificada.									

**Fonte: Cadastro**

**QUADRO A.5.1.3 - QUADRO DE CUSTOS DE PESSOAL NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA E NOS DOIS ANTERIORES**

Tipologias/ Exercícios	Vencimentos e Vantagens Fixas	Despesas Variáveis						Despesas de Exercícios Anteriores	Decisões Judiciais	Total
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e Previdenciários	Demais Despesas Variáveis			
<b>Membros de Poder e Agentes Políticos</b>										
Exercícios	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Servidores de Carreira que não Ocupam Cargo de Provento em Comissão</b>										
Exercícios	2013	86.092,47 9,75	1.475,27 6,91	7.890,22 0,01	19.100,55 7,45	13.640,60 3,41	(*)	75.988,40 2,19		204.187,53 9,72
	2012	72.192,34 5,97	1.668,48 9,06	7.102,87 5,39	11.536,75 7,04	14.345,00 4,93	(*)	16.329,46 1,97		123.174,93 4,36
	2011	69.310,76 5,50	2.080,53 0,03	7.175,13 1,66	11.378,52 4,12	14.501,51 5,99	(*)	16.674,00 9,64	-	-
<b>Servidores com Contratos Temporários</b>										
Exercícios	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Servidores Cedidos com Ônus ou em Licença</b>										
Exercícios	2013	14.693,20 8,09	446.432, 61	1.286,44 8,27	2.068.654, 20	2.588.703, 98	(*)	7.236.534, 95		28.319,982 ,10
	2012	13.236,99 9,54	469.866, 82	1.258,23 1,64	1.548.161, 57	2.884.727, 15	(*)	2.820.634, 21	-	22.218,620 ,93
	2011	11.617,87 5,88	431.180, 04	1.019,21 8,41	1.103.088, 57	2.422.334, 91	(*)	2.226.427, 27	-	18.820,125 ,08
<b>Servidores Ocupantes de Cargos de Natureza Especial</b>										
Exercícios	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Servidores Ocupantes de Cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior</b>										
Exercícios	2013	9.373.648, 66		812.575, 22	976.140,4 9	640.993,5 3	(*)	1.363.035, 95		13.166,393 ,85
	2012	11.853,31 1,33	-	1.047,52 1,75	996.368,3 5	1.262.969, 04	(*)	1.511.917, 22	-	16.672,087 ,69
	2011	10.074,69 3,34	-	894,675, 34	743.025,4 7	1.114.092, 19	(*)	1.233.454, 56	-	14.059,940 ,90
<b>Servidores Ocupantes de Funções Gratificadas</b>										
Exercícios	2013	33.877,79 8,06	3.581,82 6,99	3.972,56 4,18	5.360.346, 46	2.367.536, 40	(*)	23.282,63 6,70		72.442,708 ,79
	2012	33.337,40 8,77	6.279,86 1,94	3.753,27 6,79	3.841.779, 73	3.159.915, 16	(*)	6.069,041, 79	-	56.441,284 ,18
	2011	23.487,05 3,83	7.789,99 5,67	2.957,63 6,92	3.325,528, 17	2.745,196, 65	(*)	5.513,033, 87	-	45.818,445 ,11

Fonte: Folha de pagamento da Eletrobras.

**Observações:**

- 1 - Os requisitados não estão sendo contemplados, exceto nos casos de diretores;
- 2 - Os cedidos não apresentam ônus para a Eletrobras;
- 3 - Vínculos utilizados: Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão; Servidores Cedidos com ônus ou em Licença; Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior; Servidores ocupantes de Funções gratificadas; Empregados; Cedidos e/ou empregados de licença recebendo complementação pela Eletrobras; Dirigentes da alta administração e cargos em comissão; Empregados com funções gratificadas.

**QUADRO A.5.1.4.1 - COMPOSIÇÃO DO QUADRO DE SERVIDORES INATIVOS - SITUAÇÃO APURADA EM 31 DE DEZEMBRO**

Regime de Proventos / Regime de Aposentadoria	Quantidade	
	De Servidores Aposentados até 31/12	De Aposentadorias Iniciadas no Exercício de Referência
<b>1. Integral</b>		
1.1 Voluntária		
1.2 Compulsória		
1.3 Invalidez Permanente		
1.4 Outras		
<b>2. Proporcional</b>		
2.1 Voluntária		
2.2 Compulsória		
2.3 Invalidez Permanente		
2.4 Outras		
<b>3. Totais (1+2)</b>		

O Quadro A.5.1.4.1 não foi preenchido, pois não se aplica.

**QUADRO A.5.1.5.1 – ATOS SUJEITOS AO REGISTRO DO TCU (ART. 3º DA IN TCU 55/2007)**

Tipos de Atos	Quantidade de atos sujeitos ao registro no TCU		Quantidade de atos cadastrados no SISAC	
	Exercícios		Exercícios	
	2013	2012	2013	2012
<b>Admissão</b>	1	2	1	2
<b>Concessão de aposentadoria</b>	0	0	0	0
<b>Concessão de pensão civil</b>	0	0	0	0
<b>Concessão de pensão especial a ex-combatente</b>	0	0	0	0
<b>Concessão de reforma</b>	0	0	0	0
<b>Concessão de pensão militar</b>	0	0	0	0
<b>Alteração do fundamento legal de ato concessório</b>	0	0	0	0
<b>Totais</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>2</b>

**QUADRO A.5.1.5.2 – ATOS SUJEITOS À COMUNICAÇÃO AO TCU (ART. 3º DA IN TCU 55/2007)**

Tipos de Atos	Quantidade de atos sujeitos à comunicação ao TCU		Quantidade de atos cadastrados no SISAC	
	Exercícios		Exercícios	
	2013	2012	2013	2012
<b>Desligamento</b>	206	32	206	34
<b>Cancelamento de concessão</b>	0	0	0	0
<b>Cancelamento de desligamento</b>	12	2	12	109
<b>Totais</b>	<b>218</b>	<b>34</b>	<b>218</b>	<b>143</b>

**OBS.: 1 ATO DE DESLIGAMENTO 2013 CADASTRADO EM 2014 - DEVIDO A NÃO COMUNICAÇÃO DO FALECIMENTO DO EMPREGADO**

**QUADRO A.5.1.5.3 – REGULARIDADE DO CADASTRO DOS ATOS NO SISAC**

Tipos de Atos	Quantidade de atos de acordo com o prazo decorrido entre o fato caracterizador do ato e o cadastro no SISAC			
	Exercício de 2013			
	Até 30 dias	De 31 a 60 dias	De 61 a 90 dias	Mais de 90 dias
<b>Atos Sujeitos ao Registro pelo TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)</b>				
Admissão	1	0	0	0
Concessão de aposentadoria	0	0	0	0
Concessão de pensão civil	0	0	0	0
Concessão de pensão especial a ex-combatente	0	0	0	0
Concessão de reforma	0	0	0	0
Concessão de pensão militar	0	0	0	0
Alteração do fundamento legal de ato concessório	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Atos Sujeitos à Comunicação ao TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)</b>				
Desligamento	205	0	0	1(*)
Cancelamento de concessão	0	0	0	0
Cancelamento de desligamento	12	0	0	0
<b>Total</b>	<b>217</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>

(\*) ATO DECLARADO COM ATRASO DEVIDO A NÃO COMUNICAÇÃO DE FALECIMENTO DO COLABORADOR.

**A-5.1.6 Ações adotadas para identificar eventual acumulação remunerada de cargos, funções e empregos públicos vedada pelo art. 37, incisos XVI e XVII, da Constituição Federal (nas redações dadas pelas Emendas Constitucionais nos 19/98 e 34/2001.**

Visando o melhor controle e com a entrada em vigor da Lei 12.813/2013, da Portaria Interministerial MPOG e CGU nº 333, de 19 de setembro de 2013 e da Portaria CGU nº 1.911, de 04 de outubro de 2013, que regram a obrigação de consulta sobre possível confronto entre interesses públicos e privado para o exercício de atividades, a Eletrobras estabeleceu o Procedimento Interno EAE 100-P01, com divulgação ampla aos empregados através dos informes internos, não tendo identificado nenhuma acumulação de cargo ou função.

**A-5.1.7 Providências adotadas nos casos identificados de acumulação remunerada de cargos, funções e empregos públicos, nos termos do art. 133 da Lei nº 8.112/93.**

Como no período não foi identificada nenhuma ocorrência, não houve necessidade de providências a serem adotadas.

**A-5.1.8 Indicadores Gerenciais Sobre Recursos Humanos**

Na Eletrobras o acompanhamento dos indicadores de gestão de pessoas se dá pelo Sistema de Informações de Gestão de Pessoas das Empresas Eletrobras – SIGPES, no qual há indicadores envolvendo quantitativo de pessoal, gênero e raça, folha de pagamento, segurança do trabalho, treinamento e desenvolvimento, saúde ocupacional, processos trabalhistas, bem como indicadores de produção com Mgw por empregado, kmLT por empregado, receita operacional líquida por empregado e negócios.

Entre as metas, cita-se a de satisfação do empregado, pela pesquisa de clima organizacional, que se encontra no Contrato de Metas entre as Empresas Eletrobras.

O acompanhamento dos indicadores é enviado para Diretoria Executiva, assim como para as empresas Eletrobras.

CEPEL

**QUADRO A.5.1.1.1 – FORÇA DE TRABALHO DA UJ – SITUAÇÃO APURADA EM 31/12**

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
<b>1. Servidores em Cargos Efetivos (1.1 + 1.2)</b>	<b>570</b>	<b>340</b>	<b>4</b>	<b>154</b>
1.1. Membros de poder e agentes políticos				
1.2. Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)	<b>570</b>	<b>333</b>	<b>4</b>	<b>154</b>
1.2.1. Servidores de carreira vinculada ao órgão				
1.2.2. Servidores de carreira em exercício descentralizado				
1.2.3. Servidores de carreira em exercício provisório				
1.2.4. Servidores requisitados de outros órgãos e esferas		<b>7</b>		
<b>2. Servidores com Contratos Temporários</b>				
<b>3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>4. Total de Servidores (1+2+3)</b>	<b>575</b>	<b>345</b>	<b>5</b>	<b>155</b>

Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP



**QUADRO A.5.1.1.2 – SITUAÇÕES QUE REDUZEM A FORÇA DE TRABALHOUJ**

Tipologias dos afastamentos	Quantidade de Pessoas na Situação em 31 de Dezembro
<b>1. Cedidos (1.1+1.2+1.3)</b>	<b>21</b>
1.1. Exercício de Cargo em Comissão	
1.2. Exercício de Função de Confiança	<b>21</b>
1.3. Outras Situações Previstas em Leis Específicas (especificar as leis)	
<b>2. Afastamentos (2.1+2.2+2.3+2.4)</b>	
2.1. Para Exercício de Mandato Eletivo	
2.2. Para Estudo ou Missão no Exterior	
2.3. Para Serviço em Organismo Internacional	
2.4. Para Participação em Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu no País	
<b>3. Removidos (3.1+3.2+3.3+3.4+3.5)</b>	
3.1. De Ofício, no Interesse da Administração	
3.2. A Pedido, a Critério da Administração	
3.3. A pedido, independentemente do interesse da Administração para acompanhar cônjuge/companheiro	
3.4. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Motivo de saúde	
3.5. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Processo Seletivo	
<b>4. Licença Remunerada (4.1+4.2)</b>	
4.1. Doença em Pessoa da Família	
4.2. Capacitação	
<b>5. Licença não Remunerada (5.1+5.2+5.3+5.4+5.5)</b>	
5.1. Afastamento do Cônjuge ou Companheiro	
5.2. Serviço Militar	
5.3. Atividade Política	
5.4. Interesses Particulares	
5.5. Mandato Classista	
<b>6. Outras Situações (Especificar o ato normativo)</b>	
<b>7. Total de Servidores Afastados em 31 de Dezembro (1+2+3+4+5+6)</b>	<b>21</b>
<b>Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP</b>	

**QUADRO A.5.1.2.1 – DETALHAMENTO DA ESTRUTURA DE CARGOS EM COMISSÃO  
E FUNÇÕES GRATIFICADAS DA UJ (SITUAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO)**

Tipologias dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
<b>1. Cargos em Comissão</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
1.1. Cargos Natureza Especial				
1.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior				
1.2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão				
1.2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado				
1.2.3. Servidores de Outros Órgãos e Esferas				
1.2.4. Sem Vínculo	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
1.2.5. Aposentados				
<b>2. Funções Gratificadas</b>				
2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão				
2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado				
2.3. Servidores de Outros órgãos e Esferas				
<b>3. Total de Servidores em Cargo e em Função (1+2)</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP

**QUADRO A.5.1.2.2 – QUANTIDADE DE SERVIDORES DA UJ POR  
FAIXA ETÁRIA – SITUAÇÃO EM 31/12/**

Tipologias do Cargo	Quantidade de Servidores por Faixa Etária				
	Até 30 anos	De 31 a 40 anos	De 41 a 50 anos	De 51 a 60 anos	Acima de 60 anos
<b>1. Provimento de Cargo Efetivo</b>	<b>9</b>	<b>58</b>	<b>113</b>	<b>131</b>	<b>22</b>
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos					
1.2. Servidores de Carreira	<b>9</b>	<b>58</b>	<b>113</b>	<b>131</b>	<b>22</b>
1.3. Servidores com Contratos Temporários					
<b>2. Provimento de Cargo em Comissão</b>				<b>3</b>	<b>2</b>
2.1. Cargos de Natureza Especial					
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior				<b>3</b>	<b>2</b>
2.3. Funções Gratificadas					
<b>3. Totais (1+2)</b>	<b>9</b>	<b>58</b>	<b>113</b>	<b>134</b>	<b>24</b>

Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP

**QUADRO A.5.1.2.3 – QUANTIDADE DE SERVIDORES DA UJ POR  
NÍVEL DE ESCOLARIDADE – SITUAÇÃO EM 31/12**

Tipologias do Cargo	Quantidade de Pessoas por Nível de Escolaridade								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>1. Provimento de Cargo Efetivo</b>			1	14	105	93		71	49
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos									
1.2. Servidores de Carreira			1	14	105	93		71	49
1.3. Servidores com Contratos Temporários									
<b>2. Provimento de Cargo em Comissão</b>						3			2
2.1. Cargos de Natureza Especial									
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior						3			2
2.3. Funções Gratificadas									
<b>3. Totais (1+2)</b>			1	14	105	96		71	51

**LEGENDA**

**Nível de Escolaridade**

1 - Analfabeto; 2 - Alfabetizado sem cursos regulares; 3 - Primeiro grau incompleto; 4 - Primeiro grau; 5 - Segundo grau ou técnico; 6 - Superior; 7 - Aperfeiçoamento / Especialização / Pós-Graduação; 8 – Mestrado; 9 – Doutorado/Pós Doutorado/PhD/Livre Docência; 10 - Não Classificada.

**Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP**

**QUADRO A.5.1.3 – QUADRO DE CUSTOS DE PESSOAL NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA E NOS DOIS ANTERIORES**

Tipologias/ Exercícios	Vencimentos e Vantagens Fixas	Despesas Variáveis						Despesas de Exercícios Anteriores	Decisões Judiciais	Total
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e Previdenciários	Demais Despesas Variáveis			
<b>Membros de Poder e Agentes Políticos</b>										
Exercícios	2013									
	2012									
	2011									
<b>Servidores de Carreira que não Ocupam Cargo de Provisão em Comissão</b>										
Exercícios	2013	41.773.309		10.444.129		7.498.697	18.921.441		284.217	71.423.096
	2012	41.521.925		9.978.121		5.703.150	14.319.032		9.033	71.531.261
	2011	38.148.998		8.905.989		5.937.913	14.932.880		0	67.925.780
<b>Servidores com Contratos Temporários</b>										
Exercícios	2013									
	2012									
	2011									
<b>Servidores Cedidos com Ônus ou em Licença</b>										
Exercícios	2013	163.828		93.352		8.247	66.815			332.242
	2012	160.226		66.613		13.034	58.718			298.591
	2011	146.539		62.660		1.697	56.267			267.163
<b>Servidores Ocupantes de Cargos de Natureza Especial</b>										
Exercícios	2013									
	2012									
	2011									
<b>Servidores Ocupantes de Cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior</b>										
Exercícios	2013	1.126.081		64.017		6.645	203.697			1.400.440
	2012	1.115.894		56.412		1.669	84.250			1.258.224
	2011	969.117		42.881		2.538	113.473			1.128.009
<b>Servidores Ocupantes de Funções Gratificadas</b>										
Exercícios	2013									
	2012									
	2011									

Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP e JURI

**QUADRO A.5.1.4.1 – COMPOSIÇÃO DO QUADRO DE SERVIDORES  
INATIVOS – SITUAÇÃO APURADA EM 31 DE DEZEMBRO**

Regime de Proventos / Regime de Aposentadoria	Quantidade	
	De Servidores Aposentados até 31/12	De Aposentadorias Iniciadas no Exercício de Referência
<b>1. Integral</b>	<b>8</b>	
1.1 Voluntária		
1.2 Compulsória		
1.3 Invalidez Permanente	<b>8</b>	
1.4 Outras		
<b>2. Proporcional</b>		
2.1 Voluntária		
2.2 Compulsória		
2.3 Invalidez Permanente		
2.4 Outras		
<b>3. Totais (1+2)</b>	<b>8</b>	

Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP

**QUADRO A.5.1.4.2 – INSTITUIDORES DE PENSÃO – SITUAÇÃO APURADA EM 31 DE DEZEMBRO**

Não se aplica ao CEPEL.

**QUADRO A.5.1.5.1 – ATOS SUJEITOS AO REGISTRO DO TCU (ART. 3º DA IN TCU 55/2007)**

Tipos de Atos	Quantidade de atos sujeitos ao registro no TCU		Quantidade de atos cadastrados no SISAC	
	Exercícios		Exercícios	
	2013	2012	2013	2012
Admissão	0		0	
Concessão de aposentadoria				
Concessão de pensão civil				
Concessão de pensão especial a ex-combatente				
Concessão de reforma				
Concessão de pensão militar				
Alteração do fundamento legal de ato concessório				
<b>Totais</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	

**QUADRO A.5.1.5.2 – ATOS SUJEITOS À COMUNICAÇÃO AO TCU (ART. 3º DA IN TCU 55/2007)**

Tipos de Atos	Quantidade de atos sujeitos à comunicação ao TCU		Quantidade de atos cadastrados no SISAC	
	Exercícios		Exercícios	
	2013	2012	2013	2012
<b>Desligamento</b>	5		5	
<b>Cancelamento de concessão</b>				
<b>Cancelamento de desligamento</b>				
<b>Totais</b>	5		5	



**QUADRO A.5.1.5.3 – REGULARIDADE DO CADASTRO DOS ATOS NO SISAC**

Tipos de Atos	Quantidade de atos de acordo com o prazo decorrido entre o fato caracterizador do ato e o cadastro no SISAC			
	Exercício de 2013			
	Até 30 dias	De 31 a 60 dias	De 61 a 90 dias	Mais de 90 dias
<b>Atos Sujeitos ao Registro pelo TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)</b>				
Admissão				
Concessão de aposentadoria				
Concessão de pensão civil				
Concessão de pensão especial a ex-combatente				
Concessão de reforma				
Concessão de pensão militar				
Alteração do fundamento legal de ato concessório				
<b>Total</b>				
<b>Atos Sujeitos à Comunicação ao TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)</b>				
Desligamento	4	1		
Cancelamento de concessão				
Cancelamento de desligamento				
<b>Total</b>	4	1		

**QUADRO A.5.1.5.4 – ATOS SUJEITOS À REMESSA FÍSICA AO TCU (ART. 14 DA IN TCU 55/2007)**

Não se aplica ao CEPEL.

**5.1.6. Acumulação Indevida de Cargos, Funções e Empregos Públicos**

Existe controle de frequência para verificação do cumprimento da jornada integral constante do contrato de trabalho.

Além do controle acima citado, há também o registro dos atos de admissão no SISAC.

**5.1.7. Providências Adotadas nos Casos de Acumulação Indevida de Cargos, Funções e Empregos Públicos**

Não há um procedimento implantado, tendo em vista a não acumulação de cargos.

**5.1.8. Indicadores Gerenciais sobre Recursos Humanos**

O Departamento de Gestão de Pessoas – DGP é a Unidade do CEPEL que registra e disponibiliza os indicadores sobre Recursos Humanos.

Esclarecemos que o CEPEL faz parte do Sistema Eletrobrás e que há um estudo que continua em andamento para unificação dos indicadores de Recursos Humanos no âmbito deste Sistema, visando seus monitoramentos e aplicações de ações em relação aos resultados dos mesmos.

A seguir, apresentamos as informações dos indicadores solicitados para integrarem o Relatório de Gestão 2013, com registro no DGP:

- **Absenteísmo:**

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Absenteísmo – IDA. Tem como objetivo medir a taxa de ausência ao trabalho no período a partir da fórmula  $[(N^{\circ} \text{ de horas de ausência ao trabalho no período} / N^{\circ} \text{ de horas potenciais de trabalho}^{(1)} \text{ no período}) * 100]$ , através dos parâmetros Total de horas de ausência ao trabalho no período e Total de horas potenciais de trabalho no período.

<sup>(1)</sup> Horas Potenciais de Trabalho: {Total de empregados x Hora diária de trabalho x dias úteis de trabalho (ano, mês)}.

- **Acidentes de Trabalho:**

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Acidentes de Trabalho com Afastamento - IAT. Tem como objetivo medir a frequência com que ocorrem acidentes de trabalho em relação ao número de horas trabalhadas no período a partir da fórmula  $(\Sigma \text{ de Acidentes de Trabalho com afastamento} / N^{\circ} \text{ de horas trabalhadas})$ , através dos parâmetros Total de Acidentes de Trabalho com Afastamento e Total de Horas Trabalhadas no período.

- **Doenças Ocupacionais:**

Não se utiliza indicador relacionado a esse aspecto.

- **Rotatividade (*turnover*):**

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Saída de Empregados - ISE. Tem como objetivo medir e acompanhar a saída dos empregados efetivos, a fim de estabelecer políticas adequadas para o gerenciamento desta categoria de colaborador a partir da fórmula  $[(\Sigma \text{ de Saídas de Empregados no Ano} / \text{Média Anual de Empregados}) * 100]$ , através dos parâmetros Número total de desligamentos de empregados efetivos no ano de referência e Média anual do quadro de empregados efetivos do CEPTEL no ano de referência.

- **Educação Continuada:**

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Treinamento - IT. Tem como objetivo medir o número de horas em treinamento, considerando a participação em cursos, seminários e congressos, estágios e intercâmbios, comprovadamente em registros formais, com exceção das horas referentes à pós-graduação a partir da fórmula  $(\Sigma \text{ de Horas de Educação e Treinamento no Ano} / \text{Média de Empregados Efetivos no Ano})$ , através dos parâmetros N<sup>o</sup>. total de horas de treinamento investidas em cursos, seminários e congressos, estágios e intercâmbios, comprovadamente em registros formais, com exceção das horas referentes à pós-graduação no período e Média de empregados efetivos no ano.

- **Disciplina:**

Não se utiliza indicador relacionado a esse aspecto.

- **Aposentadoria versus Reposição do Quadro:**

Não se utiliza indicador relacionado a esse aspecto.

## 5.2. Terceirização de Mão de Obra Empregada e Contratação de Estagiários

### ELETROBRAS

Quadro A.5.2.1 – Cargos e atividades inerentes a categorias funcionais do plano de cargos da unidade jurisdicionada

Descrição dos Cargos e Atividades do Plano de Cargos do Órgão em que há Ocorrência de Servidores Terceirizados	Quantidade no Final do Exercício			Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	2013	2012	2011		
<b>Análise Crítica da Situação da Terceirização no Órgão</b>					

O Quadro A.5.2.1 não foi preenchido, pois não houve no exercício de 2013 ocupação de cargos e atividades inerentes a categorias funcionais por servidores terceirizados.

**QUADRO A.5.2.1 – CARGOS E ATIVIDADES INERENTES A CATEGORIAS FUNCIONAIS DO PLANO DE CARGOS DA UNIDADE JURISDICIONADA.**

Descrição dos Cargos e Atividades do Plano de Cargos do Órgão em que há Ocorrência de Servidores Terceirizados	Quantidade no Final do Exercício			Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	2013	2012	2011		
<p><b>Profissional de Nível Superior</b></p> <p><b>Analista de Contratos</b> - Elaborar editais, contratos e termos aditivos; Elaborar pesquisa de mercado, justificativa técnica e especificações de serviço; Acompanhamento dos contratos; Efetuar publicações de editais, contratos e termos aditivos na imprensa oficial.</p>	1	2	2	-	1
<p><b>Profissional de Nível Superior</b></p> <p><b>Analista de Importação</b> - Elaboração de documentação para cotação de material; Tomada de Cotação; Pedido e atualização de Invoice; Análise de valores RCP/Invoice de acordo com os procedimentos internos; Emissão de PO e ; Cadastro de fornecedores internacionais; Elaboração de documentação para cotação de Frete Interno e Internacional; Enquadramento dos equipamentos no Sistema Harmonizado (NCM); Utilização do SISCOMEX para elaboração de LI s; Solicitação de embarque de material; Instrução para fechamento de câmbio e abertura de Carta de Credito. Tradução e interpretação de documentos, cartas, telefonemas. Tradução, conferência e ajuste de editais e contratos de Concorrência Internacional. (Inglês - Português, Português - Inglês); Elaboração e conferência de relatórios de RCPs (RCPs FINEP; Acompanhamento de Verba CNPq; Projetos CNPq X RCPs...); Conferência e ajuste dos Cadernos de Projeto a serem submetidos ao Conselho; Acompanhamento e controle da verba concedida pelo CNPq destinada para importações com isenção fiscal.</p>	1	1	1	-	-
<p><b>Profissional de Nível Médio Suporte</b></p> <p><b>Assistente Administrativo</b> - Elaborar correspondências internas e externas, gráficos demonstrativos e relatórios gerenciais diversos, referentes à sua área de atuação; utilizar sistemas e bancos de dados internos; realizar contato e atendimento a empregados, representantes de outras empresas e/ou fornecedores, visando a contratação de serviços, fornecendo e colhendo informações e/ou esclarecendo dúvidas.</p>	2	2	2	-	-
<p><b>Profissional de Nível Superior</b></p> <p><b>Supervisor de Fiscalização</b> - Coordenar e supervisionar as atividades de fiscalização de contratos, zelando pelo fiel cumprimento das obrigações trabalhistas e tributárias; Analisar e conferir os processos de pagamentos das empresas terceirizadas; Participar de reuniões com representantes das contratadas; Emitir relatórios, Termos de Referência e Justificativas Técnicas para licitações.</p>	1	1	1	-	-
<p>Fonte: Contratos <b>02/043/06</b> com a empresa VP Serviços Terceirizados Ltda. (até 22/03/2012), <b>0079/2012</b> com a empresa PLUS Mão de Obra Temporária e Efetivos Ltda. (até 28/02/2013), <b>057/2013</b> com a empresa ADMINAS.Administração e Terceirização de Mão de Obra Ltda. (até 23/08/2013), <b>271/2013</b> com a empresa Excellence RH Serviços Eireli (a partir de 01/10/2013).</p>					

## ELETOBRAS

### **QUADRO A.5.2.2 – AUTORIZAÇÕES PARA REALIZAÇÃO DE CONCURSOS PÚBLICOS OU PROVIMENTO ADICIONAL PARA SUBSTITUIÇÃO DE TERCEIRIZADOS**

Nome do Órgão Autorizado a Realizar o Concurso ou Provimento Adicional	Norma ou Expediente Autorizador, do Exercício e dos dois Anteriores		Quantidade Autorizada de Servidores
	Número	Data	

O Quadro A.5.2.2 Autorizações para realização de concursos públicos ou provimento adicional para substituição de terceirizado, não foi preenchido, pois não houve no exercício de 2013 nenhuma solicitação da Eletrobras de autorização para realização de Concurso Público.

## CEPEL

### **QUADRO A.5.2.2 – AUTORIZAÇÕES PARA REALIZAÇÃO DE CONCURSOS PÚBLICOS OU PROVIMENTO ADICIONAL PARA SUBSTITUIÇÃO DE TERCEIRIZADOS**

Este item não se aplica ao CEPEL. Outrossim, informamos que não houve Seleção Pública no Exercício de 2013.

**QUADRO A.5.2.3 - CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE LIMPEZA E HIGIENE E VIGILÂNCIA OSTENSIVA**

**ELETROBRAS**

Unidade Contratante													
Nome: Eletrobras													
UG/Gestão: Departamento de Gestão de Pessoas										CNPJ: 00.001.180/0002-07			
Informações sobre os Contratos													
Ano do Contrato	Área	Natureza	Identificação do Contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de Execução das Atividades Contratadas		Nível de Escolaridade Exigido dos Trabalhadores Contratados						Sit.
					Início	Fim	F		M		S		
							P	C	P	C	P	C	
2012	1	O	ECE-889/2012-AP-1571/2013	31.376.361/0001-60	OUT/2012	OUT/2014	132	132	0	0	0	0	P
2011	12	O	ECE-DAC-671/2011	07.592.889/0001-92	11/07/2011	10/07/2014	85	85	3	3	1	1	P
<b>Observações:</b>													
<b>LEGENDA</b>													
<b>Área:</b>							<b>Natureza:</b> (O) Ordinária; (E) Emergencial. <b>Nível de Escolaridade:</b> (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior. <b>Situação do Contrato:</b> (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado. <b>Quantidade de trabalhadores:</b> (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.						
1. Segurança; 2. Transportes; 3. Informática; 4. Copeiragem; 5. Recepção; 6. Reprografia; 7. Telecomunicações; 8. Manutenção de bens móveis 9. Manutenção de bens imóveis 10. Brigadistas 11. Apoio Administrativo – Menores Aprendizizes 12. Outras													

CEPEL

**QUADRO A.5.2.3 – CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE LIMPEZA, HIGIENE E VIGILÂNCIA OSTENSIVA.**

Unidade Contratante													
Nome: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL													
UG/Gestão:		DLO					CNPJ: 42.288.886/0001-60						
Informações sobre os contratos													
Ano do contrato	Área	Nat.	Identificação do contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de execução das atividades contratadas		Nível de Escolaridade exigido dos trabalhadores contratados						Sit.
					Início	Fim	F		M		S		
							P	C	P	C	P	C	
2008	V	O	02/058/08	02.060.306/0001-69	22/10/2008	21/10/2013	62	23	-	38	-	1	E
2010	L	O	02/046/10	08.901.884/0001-67	05/07/2010	04/07/2014	45	43	-	2	-	-	P
2013	L	O	061/2013	03.545.815/0001-44	06/03/2013	05/03/2014	7	5	-	2	-	-	A
2013	V	E	340/2013	12.022.606/0001-07	23/10/2013	20/04/2014	46	13	-	33	-	-	A

**Observação:** Esta planilha contempla os contratos de serviço de manutenção de áreas verdes.

**LEGENDA**

**Área:** (L) Limpeza e Higiene; (V) Vigilância Ostensiva.

**Natureza:** (O) Ordinária; (E) Emergencial.

**Nível de Escolaridade:** (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior.

**Situação do Contrato:** (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado

**Quantidade de Trabalhadores:** (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.

Fonte: Controle de Contratos (Fiscalização)

**QUADRO A.5.2.4 - CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS COM LOCAÇÃO DE MÃO DE OBRA**

**ELETROBRAS**

Unidade Contratante													
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A										CNPJ: 00.001.180/0002-07			
UG/Gestão: DAG / DACG / DAAT													
Informações sobre os Contratos													
Ano do Contrato	Área	Natureza	Identificação do Contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de Execução das Atividades Contratadas		Nível de Escolaridade Exigido dos Trabalhadores Contratados						Sit.
					Início	Fim	F		M		S		
							P	C	P	C	P	C	
2009	3	O	ECE-DAC-528/2009	03.420.926/0001-24	27/11/2009	27/11/2014	-	-	9	9	1	1	P
2009	2	O	ECE-484/2009	02.630.719/0001-31	10/08/2009	09/02/2014	0	0	14	14	0	0	E
2009	4	O	ECE-459/2009	73.416.083/0001-78	30/04/2009	29/04/2014	41	41	4	4	1	1	P
2010	3	O	ECE-DAC-629/2010	03.420.926/0001-24	11/01/2010	09/01/2013	-	-	10	10	2	2	E
2010	11	O	ECE-551/10, ECE-551-A/10, ECE-551-B/11, ECE-551-C/12, ECE-551-D/13 e ECE-551-E/14	33.285.255/0001-05	19/01/2010	18/01/2015	0	0	0	0	112	103	P
2010	5 e 12	O	ECE-DAC-617/2010	36.529.998/0001-63	26/11/2010	27/06/2013	13	13	34	34	1	1	E
2010	10	O	ECE-615/2010-AP-1683/2013	34.115.188/0001-35	NOV/2010	NOV/2015	48	48	4	4			P
2010	11	O	ECE-577/10, ECE-577-A/11, ECE-577-B/12	02.630.719/0001-31	05/05/2010	04/05/2013	0	0	71	71	0	0	E
2012	3	O	ECE-DAC-905/2012	36.542.025/0008-30	10/12/2012	09/07/2014	-	-	13	13	4	4	P
2013	8 e 9	O	ECE 411/2008	04.198.061/0001-66	04/11/2008	03/01/2014	27	34	18	22	1	2	E
2013	11	O	ECE-944/2013	33.285.255/0001-05	06/05/2013	22/10/2013	0	0	71	71	0	0	E
2013	11	O	ECE-944/2013	33.285.255/0001-05	06/05/2013	22/10/2013	0	0	71	71	0	0	E
2013	12	O	ECE-971/2013	02.630.719/0001-31	23/10/2013	22/10/2014	0	0	71	71	0	0	A
2013	3	O	ECE-838-A/2013	02.732.750/0001-83	29/05/2013	28/05/2015	0	0	0	0	1	1	A
2013	6 e 12	O	ECE-DAC-946/2013	02.630.719/0001-31	10/05/2013	09/05/2015	0	0	22	22	0	0	P
2013	5 e 12	E	ECE-DAC-969/2013	07.592.889/0001-92	24/09/2013	24/12/2013	0	0	13	13	1	1	E

**Observações:**

**LEGENDA**  
**Área:**  
 1. Segurança;  
 2. Transportes;  
 3. Informática;  
 4. Copeiragem;  
 5. Recepção;  
 6. Reprografia;  
 7. Telecomunicações;  
 8. Manutenção de bens móveis  
 9. Manutenção de bens imóveis  
 10. Brigadistas  
 11. Apoio Administrativo – Menores Aprendizes  
 12. Outras

**Natureza:** (O) Ordinária; (E) Emergencial.  
**Nível de Escolaridade:** (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior.  
**Situação do Contrato:** (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado.  
**Quantidade de trabalhadores:** (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.



CEPEL

**QUADRO A.5.2.4 – CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS COM LOCAÇÃO DE MÃO DE OBRA.**

Unidade Contratante													
Nome: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL													
UG/Gestão: DLO				CNPJ: 42.288.886/0001-60									
Informações sobre os contratos													
Ano do contrato	Área	Nat.	Identificação do contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de execução das atividades contratadas		Nível de Escolaridade exigido dos trabalhadores contratados						Sit.
					Início	Fim	F		M		S		
							P	C	P	C	P	C	
2010	7	O	02/034/10	09.060.537/0001-11	01/06/2010	31/05/2014	5	4	-	1	-	-	P
2010	2	O	02/042/10	02.566.106/0001-82	01/08/2010	31/07/2014	15	9	1	7	1	1	P
2010	7	O	02/057/11	02.566.106/0001-82	01/09/2010	31/08/2014	13	6	-	7	-	-	P
2012	1	O	377/12	32.185.480/0001-07	10/12/2012	09/12/2014	-	-	-	-	8	7	P
2012	6	O	402/12	33.621.319/0001-93	28/12/2012	27/12/2014	16	16	-	-	-	-	P
2012	1	O	080/12	10.243.854/0001-52	23/03/2012	22/03/2014	19	7	-	12	-	-	P
2012	1	O	079/12	10.420.132/0001-26	23/03/2012	28/02/2013	-	-	-	-	-	-	E
2013	1	O	057/13	07.544.068/0001-80	01/03/2013	23/08/2013	-	-	-	-	-	-	E
2013	1	O	271/13	00.297.506/0001-04	01/10/2013	28/02/2014	-	-	2	1	4	3	A
<b>Observação:</b>													
<b>LEGENDA</b>													
<b>Área:</b>													
1. Apoio Administrativo Técnico e Operacional;													
2. Manutenção e Conservação de Bens Imóveis;													
3. Serviços de Copa e Cozinha;													
4. Manutenção e conservação de Bens Móveis;													
5. Serviços de Brigada de Incêndio;													
6. Apoio Administrativo - Menores Aprendizizes;													
7. Outras.													
<b>Natureza:</b> (O) Ordinária; (E) Emergencial.													
<b>Nível de Escolaridade:</b> (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior.													
<b>Situação do Contrato:</b> (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado													
<b>Quantidade de Trabalhadores:</b> (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.													

Fonte: Controle de Contratos (Fiscalização)

## **5.2.5. Análise Crítica dos itens 5.2.3 e 5.2.4**

### ELETOBRAS

Os Contratos relativos aos serviços de Limpeza e Vigilância, no ano de 2013, estão sendo conduzidos de forma satisfatória, e, até a presente data, não foram identificados problemas na prestação dos serviços e pagamento das verbas aos funcionários contratados para realização dessas empreitas.

Os demais Contratos, no ano de 2013, estão sendo conduzidos de forma satisfatória, e, até a presente data, não foram identificados problemas maiores na prestação dos serviços e no pagamento das verbas aos funcionários contratados para realização dessas empreitas.

### CEPEL

Com relação ao item 5.2.3 não foram registradas dificuldades na execução e gestão dos contratos.

Conforme a seguir foram identificadas dificuldades que foram encontradas pela administração na condução do contrato de prestação de serviço, como interrupção na prestação de serviços administrativos e não pagamento de verbas trabalhistas por empresa contratada, para o qual foram adotadas providências relatadas abaixo:

**CONTRATO Nº 057/2013 - ADMINAS ADMINISTRAÇÃO E TERCEIRIZAÇÃO DE MÃO DE OBRA LTDA.**

**OBJETO: Prestação de Serviços Administrativos**

- Empresa prestou serviços administrativos nas Unidades Ilha do Fundão e Adrianópolis, no período de 01/03/2013 a 23/08/2013.
- Relatos dos empregados da ADMINAS até o dia 09/08/2013 não havia realizado o pagamento dos salários de julho/13 no prazo previsto.
- Aplicada 1ª Advertência em 09/08/2013 - Solicitação de regularização imediata.
- Aplicada 2ª Advertência em 16/08/2013 - Solicitação de regularização imediata.
- Empresa: Silente e sem apresentar justificativas quanto ao descumprimento das obrigações perante os seus empregados.
- Aplicada Multa Administrativa em 20/08/2013.
- Consequente rescisão unilateral do contrato por parte do CEPEL em 23/08/2013 em decorrência da inadimplência verificada com relação às obrigações contraídas e diante da incomunicabilidade dos responsáveis, bem como do recebimento de comunicação por parte da empresa seguradora, do cancelamento da garantia contratual,
- Em 13/09/2013, audiência administrativa no Ministério Público do Trabalho, tendo em vista a instrução do procedimento instaurado em face da empresa ADMINAS, inquérito civil 002586.2013.01.000/5-28. No ato foi emitida autorização para que as empresas tomadoras dos serviços efetuem os pagamentos devidos aos empregados terceirizados, utilizando os créditos retidos em favor da empresa Contratada:
- Créditos abaixo relacionados, retidos em favor da ADMINAS utilizados para pagamento dos salários e verbas rescisórias:

Medição	Nota Fiscal nº	Valor Líquido
21/06 a 20/07/13	2013/2533	8.770,27
21/06 a 20/07/13	2013/2532	23.186,28
21/07 a 20/08/13	2013/2770	8.759,60
21/07 a 20/08/13	2013/2771	23.141,92
Total Líquido		63.858,07

- Pagamento de salários e demais obrigações trabalhistas de responsabilidade da empresa ADMINAS ADMINISTRAÇÃO E TERCEIRIZAÇÃO DE MÃO DE OBRA LTDA.,
- Autorização para pagamento pelo CEPEL, no valor total de R\$ 54.634,11 (cinquenta e quatro mil, seiscentos e trinta e quatro reais e onze centavos), em decorrência da inadimplência verificada com relação às obrigações contraídas, ficando o CEPEL subrogado no crédito dos mesmos, na forma dos artigos 346 e seguintes da Lei 10.406/2002.

Documento/Emissão	Assunto	
DLO-21.763/13 de 09/08/2013	<u>1ª Advertência</u>	Atraso de 2 dias no pagamento de salários de jul/13
OF. ADMINAS 534/13 de 12/08/2013	Pedido de Rescisão	Pedido de Rescisão amigável por parte da empresa contratada
DLO-21.939/13 de 12/08/2013	Comparecimento Preposto	Solicitação de Comparecimento do preposto face à incomunicabilidade com a empresa
DLO-22.825/13 de 16/08/2013	<u>2ª Advertência</u>	Atraso de 9 dias no pagamento de salários de jul/13
DLO-23.147/13 de 20/08/2013	<u>Multa Administrativa</u>	Atraso de 13 dias no pagamento de salários de jul/13
OF. LMB 421/13 de 14/08/2013	Cancelamento de garantia	Comunicado da empresa seguradora acerca do cancelamento da garantia contratual
DLO-23.274/13 de 21/08/2013	Execução de garantia	Solicitação de execução de garantia contratual pelo CEPEL
Termo de Rescisão do contrato (publicado DOU em 27/08/2013)	Termo de Rescisão Unilateral	Rescisão Unilateral do Contrato (Art. 79 I c/c Art. 78 I da Lei Federal nº 8.666/93)

ELETOBRAS

**QUADRO A.5.2.6 - COMPOSIÇÃO DO QUADRO DE ESTAGIÁRIOS**

Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes				Despesa no exercício (em R\$ 1,00)
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	
<b>1. Nível superior</b>	<b>213</b>	<b>208</b>	<b>209</b>	<b>210</b>	<b>2.357.728,28</b>
1.1 Área Fim	0	0	0	0	0
1.2 Área Meio	213	208	209	210	2.357.728,28
<b>2. Nível Médio</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>27</b>	<b>1</b>	<b>184.290,00</b>
2.1 Área Fim	0	0	0	0	0
2.2 Área Meio	26	25	27	1	184.290,00
<b>3. Total (1+2)</b>	<b>238</b>	<b>248</b>	<b>237</b>	<b>220</b>	<b>2.542.018,28</b>

CEPEL

**QUADRO A.5.2.6 – COMPOSIÇÃO DO QUADRO DE ESTAGIÁRIOS**

Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes				Despesa no exercício (em R\$ 1,00)
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	
<b>1. Nível superior</b>	<b>107</b>	<b>120</b>	<b>117</b>	<b>110</b>	<b>1.408.604</b>
1.1 Área Fim	47	56	56	52	
1.2 Área Meio	60	64	61	58	
<b>2. Nível Médio</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>105.490</b>
2.1 Área Fim	7	7	7	8	
2.2 Área Meio	1	2	1	1	
<b>3. Total (1+2)</b>	<b>115</b>	<b>129</b>	<b>125</b>	<b>119</b>	<b>1.514.094</b>

Fonte:RELATÓRIO GERENCIAL DGP

## 6. GESTÃO DO PATRIMÔNIO MOBILIÁRIO E IMOBILIÁRIO

### ELETOBRAS

#### 6.1. Informações sobre a Gestão da Frota de Veículos Próprios e Locados a Terceiros

##### Frota de Veículos Automotores de Propriedade da Unidade Jurisdicionada

###### *a) Legislação que regula a constituição e a forma de utilização da frota de veículos.*

Norma EAG-12 e respectivos Procedimentos (“Veículo Da Frota Da Eletrobras”).

###### *b) Importância e impacto da frota de veículos sobre as atividades da UJ.*

A Eletrobras *holding* dispõe de frota de veículos corporativos atendendo aos escritórios localizados nas cidades do Rio de Janeiro e o Distrito Federal. A frota é composta por veículos executivos e veículos integrantes do *pool*.

- *Veículos executivos de uso exclusivo*: são aqueles que estão à disposição do Presidente e dos Diretores da Eletrobras;

- *Veículos para uso em serviço (pool)*: são aqueles destinados às pessoas autorizadas pela Eletrobras para utilização a serviço da empresa (veículos conduzidos por agentes de segurança).

A frota, cuja gestão é regulamentada pela Norma EAG-12 e seus procedimentos, é destinada ao atendimento das inúmeras demandas das Unidades Administrativas da Eletrobras no Rio de Janeiro e em Brasília. Os veículos executivos são de uso exclusivo do Presidente e dos Diretores; já os veículos do chamado “*Pool*” atuam para as demandas de toda a empresa, com foco na segurança pessoal dos usuários.

No ano de 2011, foi realizado um Certame Licitatório para contratação de serviços de locação de veículos corporativos na Eletrobras, resultado de estudo detalhado que recomendou a terceirização da frota na empresa (economicidade).

###### *c) Quantidade de veículos em uso ou na responsabilidade da UJ, discriminados por grupos, segundo a classificação que lhes seja dada pela UJ (por exemplo, veículos de representação, veículos de transporte institucional etc.), bem como sua totalização por grupo e geral.*

A Frota é composta por 22 (vinte e dois) veículos, sendo 11 (onze) veículos executivos e 11 (onze) integrantes do chamado “*Pool*”. Dos 22 veículos, 20 são alugados (veículos leves), sendo 15 no escritório do Rio de Janeiro e 5 em Brasília, e 2 são próprios (Palio Weekend Elétrico), no Rio de Janeiro. Os veículos executivos estão distribuídos da seguinte maneira:

#### CIDADE DO RIO DE JANEIRO

Modelo	Quantidade
Ford - Fusion 2.5	2
GM Cobalt 1.8 LT	5

**DISTRITO FEDERAL – CIDADE DE BRASÍLIA**

<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>
Ford - Fusion 2.5	1
GM Cobalt 1.8 LT	3

Os veículos integrantes do chamado “Pool” estão assim distribuídos:

**CIDADE DO RIO DE JANEIRO**

<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>
GM Spin 1.8 LTZ	4
GM Zafira Comfort	2
GM Cobalt 1.8 LT	1
Renault – Kangoo (exclusivo p/ carga)	1
Palio Weekend elétrico (veículos próprios)	2

**DISTRITO FEDERAL – CIDADE DE BRASÍLIA**

<b>Modelo</b>	<b>Quantidade</b>
GM Spin 1.8 LTZ	1

***d) Média anual de quilômetros rodados, por grupo de veículos, segundo a classificação contida na letra “c” supra.***

No Rio de Janeiro

Veículos executivos = 11.602 km / ano

Veículos integrantes do “POOL” = 5.398 km / ano

No Distrito Federal

Veículos executivos = 14.560 km / ano

Veículos integrantes do “POOL” = 16.959 km / ano

***e) Idade média da frota, por grupo de veículos.***

Veículos alugados através do Contrato de locação nº ECE-DAC-653/2011:

- Ford Fusion 2.5: ano fabricação 2013 / ano modelo 2013
- GM Cobalt 1.8 LT: ano fabricação 2013 / ano modelo 2014
- GM Spin 1.8 LTZ: ano fabricação 2013 / ano modelo 2014
- GM Zafira Comfort: ano fabricação 2011 / ano modelo 2012
- Renault – Kangoo: ano fabricação 2011 / ano modelo 2011

Veículos próprios (Eletrobras):

- Pálio Weekend Elétrico KNU-7213: ano fabricação 2007 / ano modelo 2008
- Pálio Weekend Elétrico LPS-9821: ano fabricação 2009 / ano modelo 2010

*f) Custos associados à manutenção da frota (Por exemplo, gastos com combustíveis e lubrificantes, revisões periódicas, seguros obrigatórios, pessoal responsável pela administração da frota, entre outros).*

De acordo com o Contrato ECE-DAC-653/2011 e seus aditivos, o custo mensal (valor fixo) pago à Contratada é de R\$ 49.799,00 conforme detalhamento abaixo:

GRUPO	QUANTIDADE	PREÇO UNITÁRIO (P.U.) MENSAL POR VEÍCULO	PREÇO TOTAL MENSAL (P.U. x QTDE.)
GRUPO I	3	R\$ 3.550,00	R\$ 10.650,00
GRUPO II	9	R\$ 2.058,00	R\$ 18.522,00
GRUPO III	7	R\$ 2.660,00	R\$ 18.620,00
GRUPO IV	1	R\$ 2.007,00	R\$ 2.007,00
			R\$ 49.799,00

Onde:

GRUPO	MODELO
GRUPO I	03 unidades - Ford Fusion
GRUPO II	09 unidades - Gm Cobalt
GRUPO III	07 unidades - 02 GM Zafira + 05 GM Spin
GRUPO IV	01 unidade - Renault Kangoo

Além do custo fixo referente ao contrato de locação:

- Custo de Abastecimento no ano de 2013 – frota RJ: R\$ 64.840,69;
- Custo de Abastecimento no ano de 2013 – frota DF: R\$ 24.175,50;
- Custo com serviço de lavagem em 2013 : R\$ 2.763,20;
- Despesas com pedágios e multas em 2013: R\$ 1.418,57;
- Despesas com manutenção em 2013: R\$ 107,00.

#### CUSTOS ENVOLVIDOS

Tipo de Despesa no Ano de 2013	Valor
Aluguel da Frota	R\$ 597.588,00
Abastecimento	R\$ 89.016,19
Outras Despesas (Limpeza, Pedágios etc)	R\$ 4.368,45

*g) Plano de substituição da frota.*

Conforme disposto no Contrato de locação (Cláusula Nova – Item 9.13 – Obrigações da Contratada), que determina:

“[...] Em caso de prorrogação do Contrato, substituir os veículos integralmente da FROTA por veículos com as mesmas características e exigências especificadas no Anexo I – Termo de Referência, do mesmo grupo de veículos a cada 24 (vinte e quatro) meses de vigência do Contrato. Atualizando o ano mínimo de fabricação para cada grupo em 2 (dois) anos. Esta substituição deverá estar concluída impreterivelmente até 60 (sessenta) dias após a assinatura do Termo Aditivo”.

***h) Razões de escolha da aquisição em detrimento da locação.***

Em 2009 foi elaborado Certame Licitatório para contratação de serviços de locação de veículos corporativos na Eletrobras, face a estudo detalhado que recomendou a terceirização da frota na empresa, em função da viabilidade econômica da contratação, conforme Memorando DAA/DAAG-731/2008 e Anexo I.

***i) Estrutura de controles de que a UJ dispõe para assegurar uma prestação eficiente e econômica do serviço de transporte.***

Escritório do Rio de Janeiro: Estrutura formada por Coordenação com 02 colaboradores, 01 Posto de Supervisor (2 turnos), 07 postos de motoristas do *pool* (agentes de segurança) e 06 postos de motoristas de veículos executivos para atender à Diretoria (2 turnos).

Escritório de Brasília: Estrutura formada por 01 colaborador, 01 secretária, 05 postos de motorista (Contrato).

CEPEL

**Frota de Veículos Automotores de Propriedade da Unidade Jurisdicionada**

- a) Legislação que regula a constituição e a forma de utilização da frota de veículos;
- Lei 8666/93
  - Uso Institucional e da Diretoria do CEPEL, com utilização atendendo a cidade do Rio de Janeiro.
- b) Importância e impacto da frota de veículos sobre as atividades da UJ;
- Oferece maior mobilidade e rápido acesso para o desenvolvimento de atividades fora do seu local de trabalho.
  - Contribui para a celeridade e otimização dos processos e ações, visando eficiência empresarial.
  - Meio facilitador quanto ao deslocamento para o trabalho de pesquisa e acesso em atividades de campo corporativas.
  - O CEPEL dispõe de Frota de Veículos Corporativos que atendem aos Diretores e serviços resultantes de processos internos como o traslado de empregados entre as duas Unidades, deslocamento de empregados para atividades corporativas externas e transporte para a realização de pequenas compras, entre outros.



- c) Quantidade de veículos em uso ou na responsabilidade da UJ, discriminados por grupos, segundo a classificação que lhes seja dada pela UJ (por exemplo, veículos de representação, veículos de transporte institucional etc.), bem como sua totalização por grupo e geral.

• **UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS**

ITEM	UNIDADE	VEÍCULO	ORGÃO	QUD
1	FUNDÃO	CHEVROLET CRUZE	DA	1
2	FUNDÃO	CHEVROLET CRUZE	DP	1
3	FUNDÃO	CHEVROLET CRUZE	DL	1
4	FUNDÃO	CHEVROLET CRUZE	DA	1
5	FUNDÃO	RENAULT MEGANE	DL	1
6	FUNDÃO	RENAULT MEGANE	DP	1
7	FUNDÃO	RENAULT MEGANE	DA	1
8	FUNDÃO	ELBA	INSTITUCIONAL	1
9	FUNDÃO	FORD FOCUS	DG	1
10	FUNDÃO	SANTANA	INSTITUCIONAL	1
11	FUNDÃO	RENAULT TRAFIC	DGP (AMBULÂNCIA)	1
12	ADRIANÓPOLIS	RENAULT MASTER	DGP (AMBULÂNCIA)	1
13	ADRIANÓPOLIS	FORD RANGER	INSTITUCIONAL	1
14	ADRIANÓPOLIS	KOMBI	INSTITUCIONAL	1

- d) Média anual de quilômetros rodados, por grupo de veículos, segundo a classificação contida na letra “c” supra.

• **UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS**

VEÍCULO	PLACA	KM MÉDIA ANUAL
CHEVROLET CRUZE LT NB *	KWF8992	0
CHEVROLET CRUZE LT NB *	KPT9918	0
CHEVROLET CRUZE LT NB *	LLZ1665	0
CHEVROLET CRUZE LT NB *	KWF8662	0
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2392	34830
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2393	103436
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	KRQ0943	15674
FIAT ELBA 1.6 i.e **	LBG8091	0
FORD FOCUS SEDAN 2.0 FLEX 16V	LPS4939	40366
VW SANTANA	LSE1047	29007
RENAULT TRAFIC	LOK1599	267
RENAULT MASTER	LTL0906	165
FORD RANGER	KNV9362	32004
KOMBI	LIH5516	3089

**Observações:**

(\*) Os veículos foram adquiridos em dezembro/2013, porém sua utilização iniciou em janeiro/2014;

(\*\*) Veículo sem utilização.

e) Idade média da frota, por grupo de veículos.

• **UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS**

VEÍCULO	PLACA	ANO - FABRICAÇÃO / MODELO
CHEVROLET CRUZE	KWF8992	2013 / 2014
CHEVROLET CRUZE	KPT9918	2013 / 2014
CHEVROLET CRUZE	LLZ1665	2013 / 2014
CHEVROLET CRUZE	KWF8662	2013 / 2014
RENAULT MEGANE	LTR2392	2008 / 2009
RENAULT MEGANE	LTR2393	2008 / 2009
RENAULT MEGANE	KRQ0943	2008 / 2009
ELBA	LBG8091	1996 / 1996
FORD FOCUS	LPS4939	2010 / 2011
SANTANA	LSE1047	2005 / 2005
RENAULT TRAFIC	LOK1599	2001 / 2002
RENAULT MASTER	LTL0906	2005 / 2005
FORD RANGER	KNV9362	2009 / 2010
KOMBI	LIH5516	1992 / 1992

f) Custos associados à manutenção da frota (Por exemplo, gastos com combustíveis e lubrificantes, revisões periódicas, seguros obrigatórios, pessoal responsável pela administração da frota, entre outros).

**UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS**

VEÍCULO	PLACA	ANO - FABRICAÇÃO / MODELO	Manutenção 2013
CHEVROLET CRUZE LT NB	KWF8992	2013 / 2014	*
CHEVROLET CRUZE LT NB	KPT9918	2013 / 2014	*
CHEVROLET CRUZE LT NB	LLZ1665	2013 / 2014	*
CHEVROLET CRUZE LT NB	KWF8662	2013 / 2014	*
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2392	2008 / 2009	2005,50
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2393	2008 / 2009	2891,50
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	KRQ0943	2008 / 2009	3657,77
FIAT ELBA 1.6 i.e	LBG8091	1996 / 1996	0
FORD FOCUS SEDAN 2.0 FLEX 16V	LPS4939	2010 / 2011	7996,45
VW SANTANA	LSE1047	2005 / 2005	1635,50
RENAULT TRAFIC - ambulância	LOK1599	2001 / 2002	0
RENAULT MASTER - ambulância	LTL0906	2005 / 2005	173,35
FORD RANGER	KNV9362	2009 / 2010	8158,98
KOMBI	LIH5516	1992 / 1992	1350,69

**Observações:**

(\*) Os veículos foram adquiridos em dezembro/2013 e sua utilização iniciou em janeiro/2014.

g) Plano de substituição da frota.

- Programada a substituição de acordo com a periodicidade de uso, vantajosidade financeira e economicidade (custo e despesas).

h) Razões de escolha da aquisição em detrimento da locação.

- Fundamentação quanto vantajosidade financeira e economicidade (custo e despesas).

i) Estrutura de controles de que a UJ dispõe para assegurar uma prestação eficiente e econômica do serviço de transporte.

- UJ Fundão:

03 empregados efetivos: 01 Gestor e 02 fiscais.

04 empregados contratados: 04 motoristas.

- UJ Adrianópolis:

01 empregado efetivo: 01 Gestor.

02 empregados contratados: 01 fiscal e 01 motorista.

- Controles utilizados:

Boletim Diário de Veículos do CEPEL - BDVC

### **Frota de Veículos Automotores a Serviço da UJ, mas contratada de terceiros**

a) Estudos técnicos realizados para a opção pela terceirização da frota e dos serviços de transporte.

Conclusão:

- Meio utilizado como facilitador ao deslocamento para o trabalho e acesso às atividades corporativas.
- Uso Institucional. Utilização atende aos empregados do CEPEL na cidade do Rio de Janeiro quanto ao deslocamento sentido residência – trabalho / ida e volta.

b) Nome e CNPJ da empresa contratada para a prestação do serviço de transporte.

- EMPRESA SOLAZER  
CNPJ nº: 29.108.107/0001-30
- EMPRESA REAL BRASIL  
CNPJ nº: 40.160.558/0001-59
- EMPRESA COOPERNOVA  
CNPJ nº: 05.029.926/0001-23

c) Tipo de licitação efetuada, nº do contrato assinado, vigência do contrato, valor contratado e valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão.

Tipo de Licitação: Pregão eletrônico

- EMPRESA SOLAZER

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Valor contratado: R\$ 2.156.414,40

Valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão:  
R\$7.796.711,15

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Valor contratado; R\$ 1.517.670,00

Valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão:  
R\$5.596.199,95

- **EMPRESA COOPERNOVA**

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Valor contratado: R\$ 1.200.000,00

Valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão:  
R\$1.800.000,00

d) Legislação que regula a constituição e a forma de utilização da frota de veículos.

Lei 8666/93

Horário e saída do expediente dos empregados do CEPEL.

e) Importância e impacto da frota de veículos sobre as atividades da UJ;

- Importante ao oferecer maior mobilidade e rápido acesso para o desenvolvimento das atividades no CEPEL.
- Impacta na celeridade e otimização dos processos e ações, visando contribuir para a eficiência empresarial.

f) Quantidade de veículos existentes, discriminados por grupos, segundo a classificação que lhes seja dada pela UJ (por exemplo, veículos de representação, veículos de transporte institucional etc.), bem como sua totalização por grupo e geral.

**EMPRESA SOLAZER**

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Quantidade de veículos: 09

**EMPRESA REAL BRASIL**

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Adrianópolis.

Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Quantidade de veículos: 06

**EMPRESA COOPERNOVA**

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Quantidade de veículos: 08 (oito) veículos – CEPEL, sendo:

05 (cinco) UJ Fundão e 03 (três) - UJ Adrianópolis

g) Média anual de quilômetros rodados, por grupo de veículos, segundo a classificação referida no atendimento da letra “f” supra.

**EMPRESA SOLAZER**

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.  
Vigência: 01/12/09 a 30/11/14  
Média anual de quilômetros rodados: 8.784 km/ano

**EMPRESA REAL BRASIL**

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Adrianópolis  
Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Média anual de quilômetros rodados: 173.229 km/ano

**EMPRESA COOPERNOVA**

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Média anual de quilômetros rodados: 318.303 km/ano

h) Idade média anual, por grupo de veículos.

**EMPRESA SOLAZER**

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Idade média anual: 05 anos

**EMPRESA REAL BRASIL**

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Idade média anual: 05 anos

**EMPRESA COOPERNOVA**

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Idade média anual: -x-

i) Custos associados à manutenção da frota (Por exemplo, gastos com combustíveis e lubrificantes, revisões periódicas, seguros obrigatórios, pessoal responsável pela administração da frota, entre outros), caso tais custos não estejam incluídos no contrato firmado.

**EMPRESA SOLAZER**

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/09 a 30/11/14

Custos associados à manutenção da frota: inclusos no valor do contrato

**EMPRESA REAL BRASIL**

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/13 a 30/11/14

Custos associados à manutenção da frota: inclusos no valor do contrato

EMPRESA COOPERNOVA

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Custos associados à manutenção da frota: inclusos no valor do contrato

j) Estrutura de controle existente na UJ para assegurar a prestação do serviço de transporte de forma eficiente e de acordo com a legislação vigente.

- Estrutura de controle UJ Fundão:  
03 empregados efetivos: 01 Gestor e 02 fiscais.
- Formulários de acompanhamento:
  - 1- Boletim Diário de Veículos Contratados – BDVC
  - 2- Controle Diário de Horário de Roteiros e Rotas Complementares
  - 3- Medição Mensal da Quilometragem Realizada
- Estrutura de controle UJ Adrianópolis:  
01 empregado efetivo: 01 Gestor  
01 empregado contratado: 01 fiscal
- Formulários de acompanhamento:
  1. Boletim Diário de Veículos Contratados – BDVC
  2. Medição Mensal da Quilometragem Realizada

## 6.2. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário próprio, da União, que esteja sob a responsabilidade da unidade

### ELETOBRAS

**QUADRO A.6.2.1 – DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DOS BENS IMÓVEIS DE USO ESPECIAL DE PROPRIEDADE DA UNIÃO**

LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA		QUANTIDADE DE IMÓVEIS DE PROPRIEDADE DA UNIÃO DE RESPONSABILIDADE DA UJ	
		EXERCÍCIO 2013	EXERCÍCIO 2012
BRASIL	UF RS	1	1
	Município Quevedos	1	1
	município 2		
	município “n”		
	UF “n”	Σ	Σ
	município 1		
	município 2		
município “n”			
<b>Subtotal Brasil</b>		<b>1</b>	<b>1</b>
EXTERIOR	PAÍS 1	Σ	Σ
	cidade 1		
	cidade 2		
	cidade “n”		
<b>PAÍS “n”</b>		<b>Σ</b>	<b>Σ</b>

	cidade 1		
	cidade 2		
	cidade "n"		
	<b>Subtotal Exterior</b>	<b><math>\Sigma</math></b>	<b><math>\Sigma</math></b>
	<b>Total (Brasil + Exterior)</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

**QUADRO A.6.2.2 – DISCRIMINAÇÃO DOS BENS IMÓVEIS DE PROPRIEDADE DA UNIÃO  
SOB RESPONSABILIDADE DA UJ, EXCETO IMÓVEL FUNCIONAL**

UG	RIP	Regime	Estado de Conservação	Valor do Imóvel			Despesa no Exercício	
				Valor Histórico	Data da Avaliação	Valor Reavaliado	Com Reformas	Com Manutenção
ELETROBRAS	Não tem RIP	DESATIVADA	DESATIVADA	Crz\$ 38.640.875,00	-21/6/1982	-	-	-
<b>Total</b>								



Apesar da Eletrobras ser administradora de mais de 2.500 bens da união encampados com recursos da RGR, somente 1 ficou sob sua administração direta. Os demais foram transferidos a empresas suas subsidiárias ou associadas à época, conforme permite o Decreto 1.383/74.

### CEPEL

Não se aplica.

### **6.3. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário próprio, da União, que esteja locado a terceiros**

#### ELETROBRAS

**QUADRO A.6.3 – DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DOS BENS IMÓVEIS DE USO ESPECIAL LOCADOS DE TERCEIROS**

LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA		Quantidade de Imóveis Locados de Terceiros da UJ	
		Exercício 2013	Exercício 2012
<b>BRASIL</b>	<b>RJ</b>		
	Rio de Janeiro	<b>53</b>	<b>52</b>
	<b>DF</b>		
	Brasília	<b>6</b>	<b>5</b>
<b>Subtotal Brasil</b>		<b>59</b>	<b>58</b>
<b>EXTERIOR</b>	<b>Uruguai</b>		
	Montevideú	<b>1</b>	<b>1</b>
	<b>Peru</b>		
	Lima	<b>1</b>	<b>1</b>
	<b>Panamá</b>		
Cidade do Panamá	<b>1</b>	<b>1</b>	
<b>Subtotal Exterior</b>		<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Total (Brasil + Exterior)</b>		<b>62</b>	<b>61</b>
<b>Fonte: DAA</b>			

#### **Análise crítica:**

Os imóveis locados pela Eletrobras tanto no Brasil quanto no exterior formam a infraestrutura predial básica para as atividades operacionais da empresa nessas cidades, a localização geográfica procura manter certa proximidade entre as Unidades Administrativas, principalmente na cidade do Rio de Janeiro. Assim, é importante destacar que, apesar da existência de 58 (cinquenta e oito) contratos ativos na cidade do Rio de Janeiro, estamos tratando de 6 (seis) endereços específicos (edifícios), permitindo um melhor atendimento das nossas demandas junto aos condomínios onde nossos colaboradores estão lotados.

Já os imóveis locados no exterior são destinados às atividades dos escritórios da Eletrobras nas cidades descritas acima.

<b>Tipo de Despesa no Ano de 2013</b>	<b>Valor</b>
Locação (Aluguel + IPTU + Condomínio)	R\$ 33.979.423,50
Manutenção das Instalações	R\$ 372.110,74

CEPEL

Não se aplica.

## 7. GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E GESTÃO DO CONHECIMENTO

### ELETOBRAS

#### 7.1. Informações sobre a Gestão da Tecnologia da Informação (TI) da UJ

QUADRO A.7.1 – GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO DA UNIDADE JURISDICIONADA

Quesitos a serem avaliados	
<b>1. Em relação à estrutura de governança corporativa e de TI, a Alta Administração da Instituição:</b>	
X	Aprovou e publicou plano estratégico institucional, que está em vigor.
X	monitora os indicadores e metas presentes no plano estratégico institucional.
	Responsabiliza-se pela avaliação e pelo estabelecimento das políticas de governança, gestão e uso corporativos de TI.
X	aprovou e publicou a definição e distribuição de papéis e responsabilidades nas decisões mais relevantes quanto à gestão e ao uso corporativos de TI.
	aprovou e publicou as diretrizes para a formulação sistemática de planos para gestão e uso corporativos de TI, com foco na obtenção de resultados de negócio institucional.
X	aprovou e publicou as diretrizes para gestão dos riscos aos quais o negócio está exposto.
X	aprovou e publicou as diretrizes para gestão da segurança da informação corporativa.
	aprovou e publicou as diretrizes de avaliação do desempenho dos serviços de TI junto às unidades usuárias em termos de resultado de negócio institucional.
X	aprovou e publicou as diretrizes para avaliação da conformidade da gestão e do uso de TI aos requisitos legais, regulatórios, contratuais, e às diretrizes e políticas externas à instituição.
X	Designou formalmente um comitê de TI para <b>auxiliá-la nas decisões</b> relativas à gestão e ao uso corporativos de TI.
X	Designou representantes de todas as áreas relevantes para o negócio institucional para compor o Comitê de TI.
	Monitora regularmente o funcionamento do Comitê de TI.
<b>2. Em relação ao desempenho institucional da gestão e de uso corporativos de TI, a Alta Administração da instituição:</b>	
X	Estabeleceu objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
	Estabeleceu indicadores de desempenho para cada objetivo de gestão e de uso corporativos de TI.
	Estabeleceu metas de desempenho da gestão e do uso corporativos de TI, para 2013.
	Estabeleceu os mecanismos de controle do cumprimento das metas de gestão e de uso corporativos de TI.
	Estabeleceu os mecanismos de gestão dos riscos relacionados aos objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
	Aprovou, para 2013, plano de auditoria(s) interna(s) para avaliar os riscos considerados críticos para o negócio e a eficácia dos respectivos controles.
	Os indicadores e metas de TI são monitorados.
	Acompanha os indicadores de resultado estratégicos dos principais sistemas de informação e toma decisões a respeito quando as metas de resultado não são atingidas.
	Nenhuma das opções anteriores descreve a situação desta instituição.
<b>3. Entre os temas relacionados a seguir, assinale aquele(s) em que foi realizada auditoria formal em 2013, por iniciativa da própria instituição:</b>	
X	Auditoria de governança de TI.
	Auditoria de sistemas de informação.
X	Auditoria de segurança da informação.
X	Auditoria de contratos de TI.
	Auditoria de dados.
	Outra(s). <span style="float: right;">Qual(is)?</span>
	Não foi realizada auditoria de TI de iniciativa da própria instituição em 2013.
<b>4. Em relação ao PDTI (Plano Diretor de Tecnologia da Informação e Comunicação) ou instrumento congêneres:</b>	
X	A instituição não aprovou e nem publicou PDTI interna ou externamente.
	A instituição aprovou e publicou PDTI interna ou externamente.
	A elaboração do PDTI conta com a participação das áreas de negócio.
	A elaboração do PDTI inclui a avaliação dos resultados de PDTIs anteriores.
	O PDTI é elaborado com apoio do Comitê de TI.

	O PDTI desdobra diretrizes estabelecida(s) em plano(s) estratégico(s) (p.ex. PEI, PETI etc.).
	O PDTI é formalizado e publicado pelo dirigente máximo da instituição.
	O PDTI vincula as ações (atividades e projetos) de TI a indicadores e metas de negócio.
	O PDTI vincula as ações de TI a indicadores e metas de serviços ao cidadão.
	O PDTI relaciona as ações de TI priorizadas e as vincula ao orçamento de TI.
	O PDTI é publicado na <i>internet</i> para livre acesso dos cidadãos. Se sim, informe a URL completa do PDTI: _____
<b>5. Em relação à gestão de informação e conhecimento para o negócio:</b>	
X	Os principais processos de negócio da instituição foram identificados e mapeados.
X	Há sistemas de informação que dão suporte aos principais processos de negócio da instituição.
X	Há pelo menos um gestor, nas principais áreas de negócio, formalmente designado para cada sistema de informação que dá suporte ao respectivo processo de negócio.
<b>6. Em relação à gestão da segurança da informação, a instituição implementou formalmente (aprovou e publicou) os seguintes processos corporativos:</b>	
X	Inventário dos ativos de informação (dados, <i>hardware</i> , <i>software</i> e instalações).
	Classificação da informação para o negócio, nos termos da Lei 12.527/2011 (p.ex. divulgação ostensiva ou classificação sigilosa).
X	Análise dos riscos aos quais a informação crítica para o negócio está submetida, considerando os objetivos de disponibilidade, integridade, confidencialidade e autenticidade.
	Gestão dos incidentes de segurança da informação.
<b>7. Em relação às contratações de serviços de TI: utilize a seguinte escala: (1) nunca (2) às vezes (3) usualmente (4) sempre</b>	
	(4) são feitos estudos técnicos preliminares para avaliar a viabilidade da contratação.
	(3) nos autos são explicitadas as necessidades de negócio que se pretende atender com a contratação.
	(3) são adotadas métricas objetivas para mensuração de resultados do contrato.
	(4) os pagamentos são feitos em função da mensuração objetiva dos resultados entregues e aceitos.
	(4) no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, os artefatos recebidos são avaliados conforme padrões estabelecidos em contrato.
	(4) no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, há processo de <i>software</i> definido que dê suporte aos termos contratuais (protocolo e artefatos).
<b>8. Em relação à Carta de Serviços ao Cidadão (Decreto 6.932/2009): (assinale apenas uma das opções abaixo)</b>	
X	O Decreto não é aplicável a esta instituição e a Carta de Serviços ao Cidadão não será publicada.
	Embora o Decreto não seja aplicável a esta instituição, a Carta de Serviços ao Cidadão será publicada.
	A instituição a publicará em 2014, sem incluir serviços mediados por TI (e-Gov).
	A instituição a publicará em 2014 e incluirá serviços mediados por TI (e-Gov).
	A instituição já a publicou, mas não incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
	A instituição já a publicou e incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
<b>9. Dos serviços que a UJ disponibiliza ao cidadão, qual o percentual provido também por e-Gov?</b>	
	Entre 1 e 40%.
	Entre 41 e 60%.
	Acima de 60%.
X	Não oferece serviços de governo eletrônico (e-Gov).
<b>Comentários</b>	
Registre abaixo seus comentários acerca da presente pesquisa, incluindo críticas às questões, alerta para situações especiais não contempladas etc. Tais comentários permitirão análise mais adequada dos dados encaminhados e melhorias para o próximo questionário.	
Informamos que a aprovação e publicação das diretrizes para gestão de segurança marcada no documento refere-se à segurança de TIC.	

**QUADRO A.7.1 – GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO DA UNIDADE JURISDICIONADA**

Quesitos a serem avaliados	
<b>1. Em relação à estrutura de governança corporativa e de TI, a Alta Administração da Instituição:</b>	
<input type="checkbox"/>	Aprovou e publicou plano estratégico institucional, que está em vigor.
<input type="checkbox"/>	monitora os indicadores e metas presentes no plano estratégico institucional.
<input type="checkbox"/>	Responsabiliza-se pela avaliação e pelo estabelecimento das políticas de governança, gestão e uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	aprovou e publicou a definição e distribuição de papéis e responsabilidades nas decisões mais relevantes quanto à gestão e ao uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para a formulação sistemática de planos para gestão e uso corporativos de TI, com foco na obtenção de resultados de negócio institucional.
<input type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para gestão dos riscos aos quais o negócio está exposto.
<input type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para gestão da segurança da informação corporativa.
<input type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes de avaliação do desempenho dos serviços de TI junto às unidades usuárias em termos de resultado de negócio institucional.
<input type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para avaliação da conformidade da gestão e do uso de TI aos requisitos legais, regulatórios, contratuais, e às diretrizes e políticas externas à instituição.
<input type="checkbox"/>	Designou formalmente um comitê de TI para <b>auxiliá-la nas decisões</b> relativas à gestão e ao uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Designou representantes de todas as áreas relevantes para o negócio institucional para compor o Comitê de TI.
<input type="checkbox"/>	Monitora regularmente o funcionamento do Comitê de TI.
<b>2. Em relação ao desempenho institucional da gestão e de uso corporativos de TI, a Alta Administração da instituição:</b>	
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu indicadores de desempenho para cada objetivo de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu metas de desempenho da gestão e do uso corporativos de TI, para 2012.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu os mecanismos de controle do cumprimento das metas de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu os mecanismos de gestão dos riscos relacionados aos objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Aprovou, para 2012, plano de auditoria(s) interna(s) para avaliar os riscos considerados críticos para o negócio e a eficácia dos respectivos controles.
<input type="checkbox"/>	Os indicadores e metas de TI são monitorados.
<input type="checkbox"/>	Acompanha os indicadores de resultado estratégicos dos principais sistemas de informação e toma decisões a respeito quando as metas de resultado não são atingidas.
<input checked="" type="checkbox"/>	Nenhuma das opções anteriores descreve a situação desta instituição.
<b>3. Entre os temas relacionados a seguir, assinale aquele(s) em que foi realizada auditoria formal em 2012, por iniciativa da própria instituição:</b>	
<input type="checkbox"/>	Auditoria de governança de TI.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de sistemas de informação.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de segurança da informação.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de contratos de TI.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de dados.
<input type="checkbox"/>	Outra(s). Qual(is)? _____
<input checked="" type="checkbox"/>	Não foi realizada auditoria de TI de iniciativa da própria instituição em 2012.
<b>4. Em relação ao PDTI (Plano Diretor de Tecnologia da Informação e Comunicação) ou instrumento congênere:</b>	
<input checked="" type="checkbox"/>	A instituição não aprovou e nem publicou PDTI interna ou externamente.
<input type="checkbox"/>	A instituição aprovou e publicou PDTI interna ou externamente.
<input type="checkbox"/>	A elaboração do PDTI conta com a participação das áreas de negócio.
<input type="checkbox"/>	A elaboração do PDTI inclui a avaliação dos resultados de PDTIs anteriores.
<input type="checkbox"/>	O PDTI é elaborado com apoio do Comitê de TI.
<input type="checkbox"/>	O PDTI desdobra diretrizes estabelecida(s) em plano(s) estratégico(s) (p.ex. PEI, PETI etc.).
<input type="checkbox"/>	O PDTI é formalizado e publicado pelo dirigente máximo da instituição.
<input type="checkbox"/>	O PDTI vincula as ações (atividades e projetos) de TI a indicadores e metas de negócio.
<input type="checkbox"/>	O PDTI vincula as ações de TI a indicadores e metas de serviços ao cidadão.
<input type="checkbox"/>	O PDTI relaciona as ações de TI priorizadas e as vincula ao orçamento de TI.
<input type="checkbox"/>	O PDTI é publicado na <i>internet</i> para livre acesso dos cidadãos. Se sim, informe a URL completa do PDTI: _____
<b>5. Em relação à gestão de informação e conhecimento para o negócio:</b>	
<input type="checkbox"/>	Os principais processos de negócio da instituição foram identificados e mapeados.
<input checked="" type="checkbox"/>	Há sistemas de informação que dão suporte aos principais processos de negócio da instituição.
<input type="checkbox"/>	Há pelo menos um gestor, nas principais áreas de negócio, formalmente designado para cada sistema de informação que dá suporte ao respectivo processo de negócio.
<b>6. Em relação à gestão da segurança da informação, a instituição implementou formalmente (aprovou e publicou) os</b>	

<b>seguintes processos corporativos:</b>	
	Inventário dos ativos de informação (dados, <i>hardware</i> , <i>software</i> e instalações).
	Classificação da informação para o negócio, nos termos da Lei 12.527/2011 (p.ex. divulgação ostensiva ou classificação sigilosa).
	Análise dos riscos aos quais a informação crítica para o negócio está submetida, considerando os objetivos de disponibilidade, integridade, confidencialidade e autenticidade.
	Gestão dos incidentes de segurança da informação.
<b>7. Em relação às contratações de serviços de TI: utilize a seguinte escala: (1) nunca (2) às vezes (3) usualmente (4) sempre</b>	
( 3 )	são feitos estudos técnicos preliminares para avaliar a viabilidade da contratação.
( 4 )	nos autos são explicitadas as necessidades de negócio que se pretende atender com a contratação.
( 4 )	são adotadas métricas objetivas para mensuração de resultados do contrato.
( 4 )	os pagamentos são feitos em função da mensuração objetiva dos resultados entregues e aceitos.
( 4 )	no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, os artefatos recebidos são avaliados conforme padrões estabelecidos em contrato.
( 4 )	no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, há processo de <i>software</i> definido que dê suporte aos termos contratuais (protocolo e artefatos).
<b>8. Em relação à Carta de Serviços ao Cidadão (Decreto 6.932/2009): (assinale apenas uma das opções abaixo)</b>	
X	O Decreto não é aplicável a esta instituição e a Carta de Serviços ao Cidadão não será publicada.
	Embora o Decreto não seja aplicável a esta instituição, a Carta de Serviços ao Cidadão será publicada.
	A instituição a publicará em 2013, sem incluir serviços mediados por TI (e-Gov).
	A instituição a publicará em 2013 e incluirá serviços mediados por TI (e-Gov).
	A instituição já a publicou, mas não incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
	A instituição já a publicou e incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
<b>9. Dos serviços que a UJ disponibiliza ao cidadão, qual o percentual provido também por e-Gov?</b>	
	Entre 1 e 40%.
	Entre 41 e 60%.
	Acima de 60%.
X	Não oferece serviços de governo eletrônico (e-Gov).
<b>Comentários</b>	
Registre abaixo seus comentários acerca da presente pesquisa, incluindo críticas às questões, alerta para situações especiais não contempladas etc. Tais comentários permitirão análise mais adequada dos dados encaminhados e melhorias para o próximo questionário.	

## 8. GESTÃO DO USO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS E SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL

### ELETROBRAS

#### 8.1. Critérios de Sustentabilidade Ambiental na Aquisição de Bens e na Contratação de Serviços ou Obras

Em 2014, a Eletrobras lançou a 7ª edição da Norma de Contratação de Bens, Materiais, Obras e Serviços (EAG 10), estabelecendo critérios sustentáveis, não somente ambientais, mas considerando a sustentabilidade no sentido mais amplo, conforme pode ser observado no Anexo EAG 10 A1.

**QUADRO A.8.1 - GESTÃO AMBIENTAL E LICITAÇÕES SUSTENTÁVEIS**

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
	1	2	3	4	5
<b>Licitações Sustentáveis</b>					
1. A UJ tem incluído critérios de sustentabilidade ambiental em suas licitações que levem em consideração os processos de extração ou fabricação, utilização e descarte dos produtos e matérias primas. • Se houver concordância com a afirmação acima, quais critérios de sustentabilidade ambiental foram aplicados? <b>Os critério de sustentabilidade estão estabelecidos na Norma EAG 10 . (Vide Anexo EAG 10 A1)</b>					x
2. Em uma análise das aquisições dos últimos cinco anos, os produtos atualmente adquiridos pela unidade são produzidos com menor consumo de matéria-prima e maior quantidade de conteúdo reciclável.			x		
3. A aquisição de produtos pela unidade é feita dando-se preferência àqueles fabricados por fonte não poluidora bem como por materiais que não prejudicam a natureza (ex. produtos reciclados, atóxicos ou biodegradáveis).				x	
4. Nos obrigatórios estudos técnicos preliminares anteriores à elaboração dos termos de referência (Lei 10.520/2002, art. 3º, III) ou projetos básicos (Lei 8.666/1993, art. 9º, IX) realizados pela unidade, é avaliado se a existência de certificação ambiental por parte das empresas participantes e produtoras (ex: ISO) é uma situação predominante no mercado, a fim de avaliar a possibilidade de incluí-la como requisito da contratação (Lei 10.520/2002, art. 1º, parágrafo único <i>in fine</i> ), como critério avaliativo ou mesmo condição na aquisição de produtos e serviços. • Se houver concordância com a afirmação acima, qual certificação ambiental tem sido considerada nesses procedimentos?				x	
5. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos que colaboram para o menor consumo de energia e/ou água (ex: torneiras automáticas, lâmpadas econômicas). • Se houver concordância com a afirmação acima, qual o impacto da aquisição desses produtos sobre o consumo de água e energia?				x	
6. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos reciclados (ex: papel reciclado). • Se houver concordância com a afirmação acima, quais foram os produtos adquiridos?		x			
7. Existe uma preferência pela aquisição de bens/produtos passíveis de reutilização, reciclagem ou reabastecimento (refil e/ou recarga).		x			

**CERFLOR**  
(Certificação de Origem Florestal emitido pelo Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Sinmetro) e FSC (Conselho de Manejo Florestal).

<ul style="list-style-type: none"> <li>Se houver concordância com a afirmação acima, como essa preferência tem sido manifestada nos procedimentos licitatórios?</li> </ul>					
8. No modelo de execução do objeto são considerados os aspectos de logística reversa, quando aplicáveis ao objeto contratado (Decreto 7.404/2010, art. 5º c/c art. 13).					X
9. A unidade possui plano de gestão de logística sustentável de que trata o art. 16 do Decreto 7.746/2012. <ul style="list-style-type: none"> <li>Se houver concordância com a afirmação acima, encaminhe anexo ao relatório o plano de gestão de logística sustentável da unidade.</li> </ul>	X				
10. Para a aquisição de bens e produtos são levados em conta os aspectos de durabilidade e qualidade (análise custo-benefício) de tais bens e produtos.					X
11. Os projetos básicos ou executivos, na contratação de obras e serviços de engenharia, possuem exigências que levem à economia da manutenção e operacionalização da edificação, à redução do consumo de energia e água e à utilização de tecnologias e materiais que reduzam o impacto ambiental.	X				
12. Na unidade ocorre separação dos resíduos recicláveis descartados, bem como sua destinação, como referido no Decreto nº 5.940/2006.				X	
Considerações Gerais: <b>ITEM 10 – Nos últimos anos de 2013 não foram realizadas contratações de obras e serviços de engenharia.</b>					
<b><u>LEGENDA</u></b> <b>Níveis de Avaliação:</b> (1) <b>Totalmente inválida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente não aplicado no contexto da UJ. (2) <b>Parcialmente inválida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua minoria. (3) <b>Neutra:</b> Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ. (4) <b>Parcialmente válida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua maioria. (5) <b>Totalmente válida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente aplicado no contexto da UJ.					

ANEXO: **EAG 10 A1 - Critérios Sustentáveis para Contratação**

**CEPEL**

**QUADRO A.8.1-GESTÃO AMBIENTAL E LICITAÇÕES SUSTENTÁVEIS**

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
	1	2	3	4	5
<b>Licitações Sustentáveis</b>					
1. A UJ tem incluído critérios de sustentabilidade ambiental em suas licitações que levem em consideração os processos de extração ou fabricação, utilização e descarte dos produtos e matérias primas. <ul style="list-style-type: none"> <li>Se houver concordância com a afirmação acima, quais critérios de sustentabilidade ambiental foram aplicados? <ul style="list-style-type: none"> <li>Inclusão nos Termos de Referência de exigência quanto a adoção de coleta seletiva e do manejo ambientalmente correto dos resíduos provenientes dos processos dos seguintes Contratos de Serviços Continuados:</li> <li>serviços de alimentação;</li> <li>serviços de conservação e limpeza;</li> <li>serviços de jardinagem;</li> <li>serviços de manejo e controle de pragas e vetores;</li> <li>serviços de manejo ambiental de resíduos.</li> </ul> </li> </ul>				X	
2. Em uma análise das aquisições dos últimos cinco anos, os produtos atualmente adquiridos pela unidade são produzidos com menor consumo de matéria-prima e maior quantidade de conteúdo reciclável.	X				
3. A aquisição de produtos pela unidade é feita dando-se preferência àqueles fabricados por fonte não poluidora bem como por materiais que não prejudicam a natureza (ex. produtos reciclados, atóxicos ou biodegradáveis).		X			



<p>4. Nos obrigatórios estudos técnicos preliminares anteriores à elaboração dos termos de referência (Lei 10.520/2002, art. 3º, III) ou projetos básicos (Lei 8.666/1993, art. 9º, IX) realizados pela unidade, é avaliado se a existência de certificação ambiental por parte das empresas participantes e produtoras (ex: ISO) é uma situação predominante no mercado, a fim de avaliar a possibilidade de incluí-la como requisito da contratação (Lei 10.520/2002, art. 1º, parágrafo único in fine), como critério avaliativo ou mesmo condição na aquisição de produtos e serviços.</p> <p><input type="checkbox"/> Se houver concordância com a afirmação acima, qual certificação ambiental tem sido considerada nesses procedimentos?</p>	X				
<p>5. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos que colaboram para o menor consumo de energia e/ou água (ex: torneiras automáticas, lâmpadas econômicas).</p> <p><input type="checkbox"/> Se houver concordância com a afirmação acima, qual o impacto da aquisição desses produtos sobre o consumo de água e energia?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Na UJ já são utilizadas torneiras automáticas e lâmpadas econômicas, no entanto, no período da sua aquisição/implantação não foi calculado o impacto na redução do consumo de água e energia elétrica.</li> </ul>			X		
<p>6. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos reciclados (ex: papel reciclado).</p> <p><input type="checkbox"/> Se houver concordância com a afirmação acima, quais foram os produtos adquiridos?</p>	X				
<p>7. Existe uma preferência pela aquisição de bens/produtos passíveis de reutilização, reciclagem ou reabastecimento (refil e/ou recarga).</p> <p><input type="checkbox"/> Se houver concordância com a afirmação acima, como essa preferência tem sido manifestada nos procedimentos licitatórios?</p>	X				
<p>8. No modelo de execução do objeto são considerados os aspectos de logística reversa, quando aplicáveis ao objeto contratado (Decreto 7.404/2010, art. 5º c/c art. 13).</p>	X				
<p>9. A unidade possui plano de gestão de logística sustentável de que trata o art. 16 do Decreto 7.746/2012.</p> <p><input type="checkbox"/> Se houver concordância com a afirmação acima, encaminhe anexo ao relatório o plano de gestão de logística sustentável da unidade.</p>		X			
<p>10. Para a aquisição de bens e produtos são levados em conta os aspectos de durabilidade e qualidade (análise custo-benefício) de tais bens e produtos.</p>					X
<p>11. Os projetos básicos ou executivos, na contratação de obras e serviços de engenharia, possuem exigências que levem à economia da manutenção e operacionalização da edificação, à redução do consumo de energia e água e à utilização de tecnologias e materiais que reduzam o impacto ambiental.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nos projetos básicos/executivos são incluídas exigências quanto a destinação ambientalmente correta dos resíduos gerados nos processos de obras e serviços de engenharia e conscientização para a redução do consumo de energia e água.</li> </ul>					X
<p>12. Na unidade ocorre separação dos resíduos recicláveis descartados, bem como sua destinação, como referido no Decreto nº 5.940/2006.</p>					X
Considerações Gerais:					
<p><b><u>LEGENDA</u></b></p> <p><b>Níveis de Avaliação:</b></p> <p>(1) <b>Totalmente inválida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente não aplicado no contexto da UJ.</p> <p>(2) <b>Parcialmente inválida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua minoria.</p> <p>(3) <b>Neutra:</b> Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ.</p> <p>(4) <b>Parcialmente válida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua maioria.</p> <p>(5) <b>Totalmente válida:</b> Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente aplicado no contexto da UJ.</p>					

## 8.2. Política de Separação de Resíduos Recicláveis Descartados

### ELETOBRAS

Embora não possua uma política, a Eletrobras possui um programa de coleta seletiva solidária em atendimento ao Decreto nº 5.940/2006.

A empresa, por meio da Resolução RES-845/2007, de 29 de outubro de 2007, constituiu a Comissão da Coleta Seletiva Solidária para a implantação do Programa Coleta Seletiva Solidária, em conformidade com o art. 5º do referido Decreto.

Desde então, houve avanços em torno do tema, como a promulgação da Lei nº 12.305/2010, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Somado a isso, houve mudanças na estrutura organizacional, bem como na composição do corpo funcional da empresa.

Por meio da Resolução RES-402/2013, de 6 de junho de 2013, a Eletrobras atualizou os integrantes da Comissão da Coleta Seletiva Solidária na empresa e estabeleceu que a coordenação do programa fosse feita pelo Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade (PCS).

Além disso, a Eletrobras deu continuidade ao Edital de Habilitação para Cooperativas/Associações de Catadores de materiais recicláveis para a coleta de resíduos recicláveis descartados pela empresa. Foram consideradas habilitadas e, portanto, selecionadas, quatro cooperativas que, durante 2 anos, contados a partir de 1º de junho de 2012, recolhem, em esquema de rodízio, o material reciclável descartado pela empresa.

### CEPEL

Adesão a Programas de Sustentabilidade						
Nome do Programa		Ano de Adesão		Resultados		
N/A						
Recurso Consumido	Quantidade			Valor		
	Exercícios					
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
<b>Papel</b>	3100	1100	5100	R\$ 27.718,00	R\$ 14.600,00	R\$ 47.220,00
<b>Água</b>	37.805,20 m <sup>3</sup>	47.128m <sup>3</sup>	55.147m <sup>3</sup>	R\$ 741.536,63	R\$ 885.530,36	R\$ 969.649,93
<b>Energia</b>	6.514,39	6.835,15 MWh	7.457,48 MWh	R\$ 2.782.607,82	R\$ 3.192.501,49	R\$3.074.979,05
			<b>Total</b>	<b>R\$ 3.551.862,45</b>	<b>R\$ 4.092.631,85</b>	<b>R\$ 4.091.848,98</b>

Fonte: Água (contas CEDAE), Energia (contas LIGHT)

## 8.3. Medidas para Redução de Consumo Próprio de Papel, Energia Elétrica e Água

### ELETOBRAS

Em 2013, a Comissão Interna de Conservação de Energia (CICE), coordenada pelo DAA, estabeleceu novos procedimentos visando reduzir, principalmente, os gastos com energia, como desligamento dos equipamentos dos sistemas de climatização às 18:30 e desligamento total da energia do andar após a saída do último colaborador.

Uma outra medida adotada é a programação das impressoras da Eletrobras para realizar impressões em frente-verso.

Recurso Consumido	Quantidade			Valor		
	Exercícios					
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Papel <sup>1</sup>						
Água <sup>2</sup>						
Energia Elétrica	5.550.237	5.792.874	5.476.755	2.617.766,79	2.279.039,13	2.104.565,68
			<b>Total</b>			

Fonte: DAA

- (1) – O consumo de papel não é controlado pelo DAA  
 (2) – O consumo de água não é controlado, em razão dos nossos escritórios estarem localizados em Edifícios com hidrômetro geral.

### CEPEL

Embora não haja um programa formal, existem campanhas internas para a redução desses insumos, e obtivemos os resultados descritos abaixo:

- Em relação ao Consumo de PAPEL – O volume de compra de papel é de 4.000 pacotes de 500 folhas por licitação. Temos observado que a média anual vem sendo reduzida gradativamente, atingindo o consumo de 3.100 pacotes em 2013.
- Em relação ao Consumo de ÁGUA – O CEPEL registrou uma redução de aproximadamente 20% em relação ao ano de 2012. Ressaltamos que desde 2010 consumo desse insumo vem apresentando reduções bastante significativas.
- Em relação ao Consumo de ENERGIA ELÉTRICA – o GT de Mudanças Climáticas (da Eletrobras) estabeleceu uma meta de redução em 1% no consumo de Energia Elétrica em relação ao total do ano de 2012.

O CEPEL atendeu a meta estabelecida para 2013 registrando uma redução de aproximadamente 4% em relação ao ano de 2012. Ressaltamos que desde 2010 o consumo desse insumo vem apresentando reduções consecutivas.

## 9. CONFORMIDADES E TRATAMENTO DE DISPOSIÇÕES LEGAIS E NORMATIVAS

### ELETOBRAS

#### 9.1. Deliberações Exaradas em Acórdãos do TCU

##### QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETOBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
1	028.624/2009-2	217/2010-Plenário	1.6 1.7	DE Alerta	Ofício nº 103/2010-TCU/SECEX
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. – ELETOBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“1.6. Determinar à Centrais Elétricas Brasileiras S/A. – Eletrobrás que informe, nas próximas contas, os pagamentos efetuados ao Clube de Regatas Vasco da Gama, bem como encaminhe cópia da documentação comprobatória da regularidade do clube junto à Seguridade Social e ao FGTS, referente ao contrato de patrocínio assinado em 14/7/2009;</p> <p>1.7. Alertar à Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Eletrobrás quanto à obrigatoriedade de constatar, a cada pagamento referente ao contrato de patrocínio com o Clube de Regatas Vasco da Gama, assinado em 14/7/2010, a regularidade do clube junto à Seguridade Social e ao FGTS, nos termos do § 3º do art. 195 da Constituição Federal, inciso IV do art. 29 da Lei nº 8.666/93, art. 27-a da Lei nº 8.036/90 e art. 47-I-a da Lei nº 8.212/91, conforme entendimento firmado por este Tribunal na Decisão 705/1994-P.”</p>					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Presidência					
Síntese da Providência Adotada					
Em 13/02/2013 a Eletrobras publicou no Diário Oficial da União (Seção 3 – página 87) o extrato da rescisão do contrato ECP-0048/2009, efetivada em 07/02/2013, com aplicação de multa.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento à deliberação.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências, no que tange à inclusão no processo de contas.					

**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
2	030.500/2011-7	9271/2011	b, c	DE	Controle nº 42249-TCU/Sefip
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“a) considerar prejudicados por inépcia os atos constantes deste processo, pela impossibilidade de formulação de juízo sobre sua legalidade, seja pela existência de inconsistência entre informações prestadas, seja pela falta de esclarecimentos pelo órgão gestor de pessoal dessas inconsistências;</p> <p>b) Determinar ao Órgão de Pessoal que cadastre novos atos no sistema Sisac, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a contar da notificação, e encaminhe-os via Controle Interno, corrigindo as falhas apontadas por esse Tribunal ou preenchendo o campo de "Esclarecimentos do Gestor de Pessoal", detalhando a situação concreta, caso as falhas aqui apontadas sejam confirmadas pelo gestor de pessoal;</p> <p>c) orientar ao Órgão de Pessoal no sentido de que o encaminhamento de atos Sisac a este Tribunal com omissões e inconsistências injustificadas pode ensejar a aplicação de multa ao responsável, nos termos do inciso II, art. 58, da Lei nº 8443, de 1992”.</p>					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Síntese da Providência Adotada					
Em 19/12/2013 a Diretoria de Administração informou que já foi realizado o recadastramento no Sistema SISAC.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento à deliberação.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
3	043.954/2012-0	S/Nº	N/A	DE	Ofício Nº 0641/2012-TCU/SESEX-9
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“Que suspenda a realização do Pregão DAC 28/2012, na fase em que se encontre, bem como abstenha-se de firmar o correspondente contrato.”					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Síntese da Providência Adotada					
<p>Em 13/12/2012, a Eletrobras encaminhou documento da oitiva ao TCU apresentando suas considerações e esclarecimentos referentes ao processo de representação supracitado, requerendo o acolhimento da manifestação. Acatou a determinação, no sentido de não dar andamento à contratação.</p> <p>Em 11/07/2013, a Eletrobras encaminhou ao TCU a Nota Técnica PR/DF, de 11/07/2013, referente à Análise do Seguro de Responsabilidade Civil de Conselheiros, Diretores e/ou Administradores de Sociedade Comercial (D&amp;O), no caso específico da Eletrobras.</p>					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento à deliberação.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
4	012.643/2005-4	100/2013	9.18.4.1.	DE	Ofício nº 0142/2013-TCU/SECEX-RJ
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“9.18.4.1. abstenha-se de contratar, por inexigibilidade ou dispensa de licitação, inclusive com fundamento no artigo 24, inciso XIII, da Lei 8.666/93, a Fundação Comitê de Gestão Empresarial – FUNCOGE e/ou outras instituições análogas, conforme jurisprudência deste Tribunal (Decisões 252/99-P, 346/99-P, 30/2002-P e Acórdãos 1.349/2003-P, 1614/2003-P, 125/2005-P), sem prejuízo da adoção das medidas cabíveis com relação a outras contratações semelhantes por ventura existentes”.					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Síntese da Providência Adotada					
Em 28/02/2013, a Superintendência de Auditoria encaminhou à Diretoria de Administração o citado Ofício juntamente com o Acórdão, para conhecimento e providências referentes ao item 9.18.4.1.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
5	006.251/2011-0	300/2013	9.4. 9.5. 9.6.	Alerta Ciência	Ofício nº 0077/2013 – TCU/SecobEnerg
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>Alerta à Eletrobras:</p> <p>“9.4. alertar à Eólica Mangue Seco-2 e às suas controladoras, Petrobras e Eletrobras, que, caso não sejam acatadas as justificativas acerca das irregularidades da assinatura do Termo de Ajuste para Quitação Parcial do Contrato WWP 05646, haverá a instauração de procedimento administrativo com vista à reparação do dano apurado nestes autos;”</p> <p>Ciência à Eletrobras:</p> <p>“9.5. dar ciência à Eólica Mangue Seco-2 e às suas controladoras, Petrobras e Eletrobras, acerca da impropriedade da metodologia adotada no Contrato WWP 05646 para o ressarcimento da verba de chuva, a qual utiliza critérios de dias produtivos para o pagamento de dias de paralisação, o que contraria o subitem 9.5 do Acórdão 3.077/2011-TCU-Plenário.</p> <p>9.6. encaminhar cópia do presente Acórdão, acompanhado do Relatório e Voto que o fundamentam, bem como da instrução técnica precedente, às empresas Wobben Windpower, Eólica Mangue Seco 2 (e suas controladoras, Petrobras e Eletrobras) e Eólicas Mangue Seco 1, 3 e 5”.</p>					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Geração					
Síntese da Providência Adotada					
Em 19/03/2013, a Superintendência de Auditoria encaminhou à Diretoria de Geração o citado Ofício juntamente com o Acórdão, para conhecimento e providências.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					



**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
6	001.843/2013-3	1836/2013	9.5.	DE	Ofício nº 0248/2013-TCU-Plenário
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“9.5. determinar à Eletrobras que publique em seu sítio na internet os fluxos financeiros que envolvem as operações oriundas da Lei 12.783/2013, de maneira que exponha todas as entradas advindas do tesouro nacional e o destino dado a tais recursos;”					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores					
Síntese da Providência Adotada					
Em 16/08/2013, a Diretoria Financeira e de Relação com Investidores informou ter atendido a determinação.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
7	008.590/2013-3	2238/2013	9.2. 9.2.1. 9.2.2. 9.2.3. 9.3. 9.3.1. 9.3.2. 9.3.3.	DE Ciência	Ofício nº 0506/2013-TCU/SecexEstatais
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>Determinações à Eletrobras:</p> <p>[...]</p> <p>9.2. com fundamento no art. 45 da Lei n.º 8.443, de 1992, c/c o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar à Eletrobras que:</p> <p>9.2.1 encaminhe a este Tribunal, no prazo de 90 (noventa) dias, documentação técnica que comprove a adequação dos religadores automáticos trifásicos (classes 15kV e 38kV) da Noja Power Switchgear em relação aos requisitos de especificação técnica definidos no Edital da LPI 001/2012, após serem submetidos a ensaios de tipo e testes em laboratórios acreditados pelo Inmetro, ou que comprove a adequação dos equipamentos às condições de operação nas respectivas redes de distribuição a que se destinam;</p> <p>9.2.2. na hipótese de os equipamentos da empresa Noja Power não serem aceitos, encaminhe a este Tribunal informações sobre as providências adotadas pela Eletrobras junto ao fornecedor, inclusive indicando, caso haja, os prejuízos causados à estatal;</p> <p>9.2.3. apure, no prazo de 90 (noventa) dias, o eventual descumprimento contratual por parte da empresa RCZ Engenharia Ltda. em face de deficiência na análise técnica da proposta empresa Noja Power, para fins de aplicação das respectivas sanções contratuais, informando o Tribunal acerca dos resultados dos trabalhos;</p> <p>Ciência à Eletrobras:</p> <p>9.3. dar ciência à Eletrobras das seguintes irregularidades verificadas nos presentes autos, cuja constatação de reincidência em futuras ações de controle deste Tribunal poderá ensejar a aplicação de sanção aos responsáveis:</p> <p>9.3.1. a ausência de previsão de equalização de propostas ofertadas por licitantes nacionais e estrangeiros, de forma a estimar o impacto de impostos e taxas alfandegárias incidentes sobre o processo de importação de produtos eventualmente adjudicados a licitantes de outros países, conforme verificado no Edital da Licitação Pública Internacional LPI 001/2012 do Projeto Energia +, configura desobediência aos princípios da isonomia, da eficiência e do julgamento objetivo da licitação, previstos no art. 37, caput e inciso XXI, da Constituição Federal c/c art. 42, §§ 4º e 5º, da Lei 8.666/93;</p> <p>9.3.2. a aceitação de atestados de capacidade técnica da empresa Noja Power Switchgear sem a observância de todos os requisitos e informações definidos na Seção III - Critérios de Avaliação e Qualificação, item 4 "b" do Edital LPI 001/2012, configura desrespeito aos princípios da vinculação ao instrumento convocatório e do julgamento objetivo, nos termos do arts. 3º e 41, da Lei 8.666/93;</p>					

9.3.3. a aceitação de proposta de licitante contendo equipamento com características técnicas em desconformidade com especificações constantes do Edital de Licitação, configura descumprimento do item 2.58 das Diretrizes de Aquisições do BIRD; das cláusulas 30.2, 30.3, 33.2 do Edital (IAL); bem como do item 6, "e", das DDL; do item 4 - Requisitos para pós-qualificação, subitem "d", da Seção III do Edital; c/c arts. 3º, 41 e 43, incisos IV e V, da Lei 8.666/93, sujeitando os responsáveis à multa cominada no art. 58, inciso II, da Lei 8.443/92;

#### **Providências Adotadas**

<b>Setor Responsável pela Implementação</b>	<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Distribuição	

#### **Síntese da Providência Adotada**

No dia 28/11/2013 a Superintendência de Auditoria encaminhou ao TCU o memorando DD-019/2013, de 25/11/2013, da Diretoria de Distribuição da Eletrobras, com as informações e documentos requeridos no item 9.2. do Acórdão nº 2.238/2013-TCU-Plenário (carta CA-87/2013).

#### **Síntese dos Resultados Obtidos**

Atendimento às deliberações.

#### **Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor**

Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.

**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
<b>Denominação Completa</b>					<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
8	023.330/2011-2	2610/2013	9.2.	Ciência	Ofício nº 0603/2013/SecexEstat
<b>Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação</b>					<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>Dar ciência à Eletrobras:</p> <p>[...]</p> <p>“9.2. dar ciência, nos termos da Portaria-Segecex 13/2011, à Centrais Elétricas Brasileiras S/A, sobre a impropriedade que constitui fuga ao procedimento licitatório em decorrência do fracionamento de despesa, identificada nas contratações de supervisor de frota e motorista, no exercício de 2006(pedidos de compras 4500028770 e 4500029677), em afronta ao limite para dispensa estabelecido no art.24, inciso II, da Lei 8.666/1993;”</p>					
Providências Adotadas					
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>					<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração					
Síntese da Providência Adotada					
Em 16/10/2013 a Superintendência de Auditoria encaminhou o Ofício juntamente com o Acórdão à Diretoria de Administração para conhecimento e providências.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

**QUADROS A.9.1.1 – DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
9	043.954/2012-0	3116/2013	9.3. 9.3.1. 9.3.2	Ciência	Ofício nº 0741/2013-TCU/SecexEstat
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>Ciência à Eletrobras:</p> <p>“9.3. dar ciência às Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras de que:</p> <p>9.3.1. a contratação de seguro cuja apólice incluía cobertura de indenização ou pagamento de sanções aplicadas por órgãos do Estado, em virtude de atos praticados com dolo ou culpa, no segundo caso quando comprovado que não foram adotadas as precauções e medidas normativas e legais que se esperaria de um homem médio, afronta os princípios da moralidade e da supremacia do interesse público, previstos, respectivamente, no art. 37, caput, da Constituição da República, e no art. 2º, caput, da Lei nº 9.784/1999;</p> <p>9.3.2. a contratação de seguro para defesa de dirigentes em processos administrativos ou judiciais, cuja apólice incluía cobertura em caso de prática de atos manifestamente ilegais, contrários ao interesse público, praticados com dolo ou culpa, nesse último caso quando comprovado que não foram adotadas as precauções e medidas normativas e legais que se esperaria de um homem médio, afronta o disposto nos princípios da moralidade, legalidade e supremacia do interesse público, previstos, respectivamente, no art. 37, caput, da Constituição da República, e no art. 2º, caput, da Lei nº 9.784/1999;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Síntese da Providência Adotada					
Em 18/12/2013 a Superintendência de Auditoria encaminhou o Acórdão à Diretoria de Administração para conhecimento e providências (memorando CA-155/2013).					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

**QUADROS A.9.1.2 – DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>					
<b>Denominação Completa</b>					<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
<b>Deliberações do TCU</b>					
<b>Deliberações Expedidas pelo TCU</b>					
<b>Ordem</b>	<b>Processo</b>	<b>Acórdão</b>	<b>Item</b>	<b>Tipo</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
1	015.096/2008-3	1477/2008-Plenário	9.1	DE	Ofício nº 240/2008-TCU/SECEX-1
<b>Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação</b>					<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
<b>Descrição da Deliberação</b>					
“9.1. determinar às Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás que mantenham o TCU informado acerca de eventuais negociações envolvendo mudanças no Tratado de Itaipu ou em seus Anexos;”					
<b>Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento</b>					
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>					<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Geração					
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento:</b>					
Determinação que implica em ação continuada. Em 30/05/2011 a Superintendência de Auditoria, pela carta CA-62/2011, encaminhou ao TCU informações acerca de negociações envolvendo alterações no Tratado de Itaipu, que e desde então se manteve.					
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências, no que tange à inclusão no processo de contas.					

**QUADROS A.9.1.2 – DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
2	005.359/2009-0	387/2010-Plenário	1.6	DE	Ofício nº 366/2010-TCU/SECEX-GO
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“1.6. Determinar à Eletrobrás que encaminhe prontamente cópia da legislação, atos normativos e análise que vierem a autorizar a aquisição, pela Eletrobrás, de ações da Companhia Celg de Participações S.A. - Celgpar (cuja subsidiária integral é a Celg Distribuição S.A. - Celg D);”					
Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores					
Justificativa para o seu não Cumprimento:					
Até o final do exercício de 2013 não ocorreu a autorização. Tão logo ocorra a publicação da autorização legislativa federal e a operação seja submetida à aprovação do Conselho de Administração da Eletrobras, a documentação será enviada.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

**QUADROS A.9.1.2 – DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>					
<b>Denominação Completa</b>					<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
<b>Deliberações do TCU</b>					
<b>Deliberações Expedidas pelo TCU</b>					
<b>Ordem</b>	<b>Processo</b>	<b>Acórdão</b>	<b>Item</b>	<b>Tipo</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
3	005.215/2011-0	2707/2011-Plenário	9.6	RE	Ofício nº 479/2011-TCU/SECEX-9
<b>Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação</b>					<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
<b>Descrição da Deliberação</b>					
“9.6. recomendar, com fundamento no art. 250, III, do Regimento Interno/TCU, às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que, considerando os regramentos a serem estabelecidos pela Cnen em virtude da determinação contida no item 9.1.1. acima, institua, mediante a edição de normas, mecanismos de controle e acompanhamento sobre a movimentação da conta bancária destinada a abrigar os recursos do fundo de descomissionamento das usinas nucleares, de forma que seja proibida a realização de saques para finalidades diversas às atividades para as quais foi instituído;”					
<b>Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento</b>					
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>					<b>Código SIORG</b>
Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores					
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento:</b>					
Está em andamento a elaboração pela Eletrobras dos procedimentos normativos recomendados no Acórdão, que dependia da emissão de norma pela Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN.					
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>					
A dependência à norma sob responsabilidade da CNEN impactou a elaboração do documento da Eletrobras.					



**QUADROS A.9.1.2 – DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
4	015.573/2011-7	1328/2012-Plenário	9.1.1 9.1.2 9.1.3 9.2.1 9.2.2 9.2.3 9.2.4 9.2.5 9.2.6 9.2.7 9.2.8 9.2.9 9.2.10 9.2.11 9.2.12 9.2.13 9.2.14	DE RE	Ofício nº 498/2012-TCU/SEFTI
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“9.1. determinar à Eletrobras, com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/92, que:</p> <p>9.1.1. estabeleça, por meio de apostilamento ou aditivo ao contrato ECE-483/2009, cláusulas que definam métricas objetivas e critérios de aceitabilidade dos artefatos produzidos pelas contratadas, conforme o item 9.3.4 do Acórdão 667/2005-TCU-Plenário;</p> <p>9.1.2. elabore e aprove formalmente política de segurança da informação, em atendimento à Norma Complementar nº 3 do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, observando as práticas do item 5 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005 e à semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS5.2 - Plano de Segurança de Tecnologia da Informação (TI);</p> <p>9.1.3. elabore e aprove formalmente política de controle de acesso, em atendimento à Norma Complementar nº 7 do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, observando as práticas do item 11.1 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005.</p> <p>9.2. Recomendar à Eletrobras que:</p> <p>9.2.1. aperfeiçoe o processo de Planejamento Estratégico de Tecnologia da Informação, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, PO1.4 - Plano Estratégico de TI;</p> <p>9.2.2. aperfeiçoe o processo de gestão de riscos de TI, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, PO9.5 - Resposta ao Risco e PO9.6 - Manutenção e Monitoramento do Plano de Ação de Risco;</p> <p>9.2.3. elabore processo formal de avaliação de custo-benefício do investimento para contratação de novos serviços e produtos relacionados ao sistema integrado de gestão, com indicadores alinhados aos objetivos estratégicos, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, PO5.5 - Gerenciamento de Benefícios;</p> <p>9.2.4. aperfeiçoe o processo formal de gestão de mudanças, à semelhança das orientações do item 12.5.1 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005 e do Cobit 4.1, AI6.1 - Padrões e Procedimentos de Mudança, AI6.2 - Avaliação de Impacto, Priorização e Autorização, AI6.3 - Mudanças de Emergência, AI6.4 - Acompanhamento de Status e Relatórios de Mudanças e AI6.5 - Finalização da Mudança e Documentação;</p>					

9.2.5. aperfeiçoe o processo formal de testes das funcionalidades implementadas no sistema integrado de gestão, à semelhança das orientações contidas no Cobit 4.1, AI7.2 - Plano de Teste, AI 7.6 - Teste de Mudanças e AI 7.7 - Teste de Aceitação Final;

9.2.6. aperfeiçoe o processo de gerenciamento de configuração dos artefatos do sistema integrado de gestão, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS9.1 - Repositório de Configuração e Perfis Básicos, DS9.2 - Identificação e Manutenção dos Itens de Configuração e DS9.3 - Revisão da Integridade de Configuração;

9.2.7. aperfeiçoe o processo de auditoria interna para que sejam executados trabalhos de fiscalização nos controles internos de TI, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, ME2.1 - Monitoramento da Estrutura de Controles Internos;

9.2.8. aperfeiçoe o processo de auditoria interna para que sejam executados trabalhos de fiscalização nos controles gerais e de aplicação associados ao sistema integrado de gestão, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, ME2.1 - Monitoramento da Estrutura de Controles Internos;

9.2.9. nos futuros contratos de manutenção e suporte das licenças do sistema integrado de gestão, estabeleça níveis mínimos de serviço a serem prestados, bem como as respectivas penalidades por seu descumprimento, conforme jurisprudência deste Tribunal nos Acórdãos 265/2010, 1.163/2008 e 1.603/2008, todos do Plenário;

9.2.10. elabore e aprove formalmente plano de continuidade de TI, observando as práticas do item 14.1.3 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005 e à semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS4.2 - Planos de Continuidade de TI;

9.2.11. aperfeiçoe os controles de segurança relacionados ao acesso do sistema integrado de gestão, considerando as práticas dos itens 11.2 e 11.3 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005;

9.2.12. elabore ou aperfeiçoe os mecanismos de controle sobre as atividades conflitantes relacionadas ao sistema integrado de gestão, nos moldes do que estabelecem os itens 11.1 e 11.2 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005;

9.2.13. promova integração entre os dados dos sistemas legados internos e o sistema integrado de gestão para facilitar seu uso e mitigar riscos de inconsistência de informações;

9.2.14. avalie periodicamente as necessidades de treinamento e o grau de satisfação dos usuários do sistema integrado de gestão;”

9.2.15. aperfeiçoe o processo de planejamento e implementação do plano de capacitação de TI, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS7.1 – Identificação das Necessidades de Ensino e Treinamento e DS7.2 – Entrega de Treinamento e Ensino.

#### **Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento**

<b>Setor Responsável pela Implementação</b>	<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração; Superintendência de Auditoria (9.2.7 e 9.2.8).	

#### **Justificativa para o seu não Cumprimento:**

Em 31/12/2013 estavam em andamento as providências para atendimento à determinação 9.1.3 e às recomendações 9.2.2, 9.2.3, 9.2.4, 9.2.6, 9.2.8, 9.2.9, 9.2.10, 9.2.14 e 9.2.15 acima citadas. As demais determinações/recomendações foram atendidas.

#### **Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor**

Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.

### CEPEL

No exercício de 2013, o Tribunal de Contas da União não realizou nenhuma auditoria específica no CEPEL.

## 9.2. Recomendações Feitas pelo Órgão de Controle Interno

### ELETROBRAS

#### QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
1	201109440	1.1.2.1 – C2-R1	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Elaborar Planejamento Estratégico de TI de forma a ordenar a alocação dos recursos e definir prioridades entre as atividades finalísticas da organização para as aquisições relacionadas a TI.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Recomendação acatada.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
A providência foi implementada.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
2	201109440	2.1.1.1 – C3 – R1	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Utilizar os mecanismos de gerenciamento e controle, de modo a promover a restrição da realização de horas extras no âmbito da Eletrobras, observando o comando constante do art. 59 do DECRETO-LEI nº 5.452 – CLT.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Em 020/1/2014, pela Nota Técnica Nº 003/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR, a CGU informou: “Tendo em vista as providências informadas no âmbito do Plano de Providências Permanente, atualizado em 21/10/2013, consideramos atendida a recomendação sob exame.” “Recomendação Atendida.”			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
3	201203811	2.1.1.1 – C1 – R1	Ofício nº 16.601 /2013 /NA C6/ CGU-PR (Nota técnica nº 1.374 /2013/NAC-6/CGU-PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Conscientizar internamente os gestores sobre a pertinência do pagamento de horas extras apenas em situações excepcionais e dos riscos de autorização fora do permitido em lei.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
O Departamento de Gestão de Pessoas, pelo memorando circular DAG-449/2013, de 01/08/2013, reiterou aos gerentes a necessidade de cumprimento da legislação trabalhista, bem como de atender às recomendações e determinações dos órgãos de controle. Alertou que todas as solicitações de pagamento de horas extras em desacordo com as regras estabelecidas não seriam processadas e que situações excepcionais deveriam ser formalmente aprovadas por meio de Resolução da Diretoria Executiva.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
4	201203811	2.1.1.1 – C1 – R2	Ofício nº 29.926 /2013 /NAC6/ CGU-PR (Nota técnica nº 2.165 /2013/NAC-6/CGU-PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Fazer verificações periódicas quanto à locação da força de trabalho contemplando o cruzamento de horas extras realizadas por unidade organizacional, de modo a implementar atitudes efetivas e tempestivas para evitar a realização das horas extras habituais e/ou além do limite diário permitido em lei.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
O Departamento de Gestão de Pessoas, pelo memorando circular DAG-449/2013, de 01/08/2013, reiterou aos gerentes a necessidade de cumprimento da legislação trabalhista, bem como de atender às recomendações e determinações dos órgãos de controle. Alertou que todas as solicitações de pagamento de horas extras em desacordo com as regras estabelecidas não seriam processadas e que situações excepcionais deveriam ser formalmente aprovadas por meio de Resolução da Diretoria Executiva.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
5	201203811	2.1.1.1 – C1 – R4	Ofício nº 29.926 /2013 /NAC6/ CGU-PR (Nota técnica nº 2.165 /2013/NAC-6/CGU-PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Implantar as recomendações acordadas com a CGU, em reunião de busca de soluções, ou, quando for o caso, renegociar prazos e ações por ocasião da atualização do plano de providências permanente, de modo a não caracterizar omissão ou descumprimento deliberado dos preceitos legais que regulam a realização de horas extraordinárias.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
Sempre que há impossibilidade de cumprir prazos, é feita renegociação quando da atualização do Plano de Providências Permanente.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
6	201110855	1.1.1.1-C5 – R1	Ofício nº 16618/2013/NAC6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Não prorrogar a ata deste registro de preços.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
A providência foi implementada. Não haverá prorrogação.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			



**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
7	201110855	1.1.1.1-C5 – R2	Ofício nº 16618/2013/NAC6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Quando da realização de pesquisas de preço, certificar-se de que os valores são condizentes com os praticados no mercado.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
<p>A Eletrobras vem a cada pregão, tomando maiores cuidados quanto aos preços a serem fixados como máximo no edital. Ressaltamos que a contratação realizada pela Eletrobras tem a peculiaridade de ser estabelecida fixando-se uma verba anual a ser utilizada, o que diferencia o nosso edital do que vem ocorrendo na Administração Direta. Assim, à medida que surgem eventos a serem realizados, os contratos vão sendo elaboradas, considerando-se os valores unitários contratados e a verba anual prevista.</p> <p>Temos procurado atas que tenham a mesma configuração da Eletrobras, mais ainda não obtivemos, pois a definição das quantidades máximas, na verdade relaciona-se com a verba fixada que é divulgada no edital de licitação.</p> <p>Entendemos que essa verba permite ao licitante verificar o valor designado para a utilização da ata, podendo elaborar de forma precisa e competitiva os seus valores unitários. Além disso, a Eletrobras, já vem informando em seus editais a previsão estimada de eventos, a partir de cada experiência anterior aperfeiçoando assim esse item.</p> <p>Estamos empregando a prática de utilizar também os resultados de cada ata anterior para balizar os preços unitários que serão fixados nos editais seguintes.</p>			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
8	201110855	1.1.1.1-C5 – R3	Ofício nº 16618/2013/NAC6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Estabelecer as quantidades estimativas, concernentes ao objeto da licitação, quando da contratação de serviços em que não seja possível precisar as quantidades que serão efetivamente utilizadas.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
A providência está implementada. A Eletrobras vem informando os eventos realizados e detalhando melhor as estimativas. Acresça-se a isso que o nosso edital baseia-se em verba estimada anual, que também é informada no edital e possibilita uma melhor elaboração das propostas por parte dos licitantes.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
9	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 2 – C – R1	correio eletrônico
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Quando da celebração de contratos de serviços, decorrentes de licitatórios, dispensas ou inexigibilidades, estabelecer, nos termos de referência ou em documentos de especificação de serviços, critérios objetivos para a aferição dos esforços e vinculação dos pagamentos a serem realizados no futuro contrato.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
Entendemos que a recomendação já está incorporada nos contratos de forma geral, tendo ocorrido apenas uma exceção quando do contrato ECE/DAC Nº 841/2012, cujo objeto é serviços de suporte para o software PROJURID.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
10	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 2 – R2	correio eletrônico
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Nos contratos de serviços, utilizar a aferição de esforço por meio da métrica homens-hora apenas mediante justificativa e sempre vinculada à entrega de produtos de acordo com prazos e qualidade previamente definidos.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
Nos contratos de TI da Eletrobras a aferição de esforço por Acordo de Nível de Serviço já é uma prática incorporada e nos contratos de serviço em que isto é possível também. Contrato por meio de H/h somente com justificativa. Entendemos que isso já vem sendo praticado tendo ocorrido apenas uma exceção quando do contrato ECE/DAC N° 841/2012, cujo objeto é serviços de suporte para o software PROJURID.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
11	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 2 – C – R3	correio eletrônico
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Estabelecer níveis de serviço vinculados aos pagamentos em todos os contratos de serviços a serem celebrados, bem como naqueles já existentes mediante a anuência dos contratados e a celebração de termos aditivos.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
Nos contratos em que é possível, incluímos o Acordo de Nível de Serviço. Entendemos que há alguns em que o próprio prazo ou cronograma de entrega de produtos já é um esforço acordado, não exigindo medições, ficando as penalidades moratórias como suficientes.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
12	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 2 – C – R4	correio eletrônico
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Estabelecer instrumento de controle que permita a aferição do ANS de modo a subsidiar o atesto e o pagamento para todos os Contratos de Serviços que possuam ANS estabelecido.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
O Acordo de Nível de Serviço, onde se aplica, é expresso nos Termos de Referência dos editais, incluindo as regras de aferição. Além disso, também é prevista a emissão de relatórios de controle, para subsidiar a fiscalização da execução do contrato e correspondente pagamento.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
13	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 2 – C – R5	correio eletrônico
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Atestar todas as parcelas contempladas no pagamento efetivado manifestando-se quanto à efetiva ocorrência das despesas previstas no contrato.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
As faturas para pagamento são processadas de forma centralizada, devendo, obrigatoriamente, estar atestadas quanto à efetivação da prestação dos serviços ou fornecimento dos produtos e com a devida autorização de pagamento da correspondente ocorrência. O atesto da execução do objeto e a autorização de pagamento, são feitos por autoridades distintas.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
14	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 2 – C – R6	correio eletrônico
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
<p>Verificar, no âmbito do contrato n.º 841/2012, se as despesas de peças de reposição, equipamentos sobressalentes e outras despesas efetivamente ocorreram providenciando o estorno dos valores pagos caso os gastos não tenham ocorrido.</p> <p>(Contrato ECE-841/2012, de prestação de serviços terceirizados de manutenção de hardware e suporte técnico de hardware e software em equipamentos de informática, com fornecimento de peças e componentes de reposição – Escritório de Brasília)</p>			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
<p>As peças e componentes substituídos, previstos no contrato n.º 841/2012, constam das respectivas ordens de serviço, que posteriormente são contabilizadas, planilhadas e apresentadas como atesto do serviço executado. Na medida em que se faz necessário, as peças defeituosas são substituídas, não havendo um quantitativo mínimo e nem máximo. Até o momento, todos os equipamentos cobertos pelo contrato no quesito “peças de reposição” estão em pleno funcionamento, sem exceções.</p>			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
Recomendação acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			



**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
15	Nota de Auditoria 201308365/02	Item 1 – C – R1	correio eletrônico
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Adotar somente o pregão na forma presencial, quando restar demonstrada a impossibilidade de utilização de sua forma eletrônica, tendo em vista o que estabelece o art. 4º, §1º, do Decreto 5.450/2005 e acórdãos TCU nº 2.368/2010 e 1.099/2010 – Plenário.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
A providência foi implementada.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
A recomendação foi acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.1 – RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
16	Nota de Auditoria 201308365/02	Item 2 – C – R1	Ofício n° 40/2014/NAC6/CGU- Regional/RJ (Nota Técnica n° 003/2014/NAC-6/CGU- Regional/ /RJ/ CGU –PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Providenciar a inserção dos laudos de avaliação em todos os processos que amparam os contratos de locação.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Síntese da Providência Adotada</b>			
Em 14/10/2013 foi enviado à CGU CD com o laudo de avaliação referente aos imóveis citados na Nota de Auditoria.			
<b>Síntese dos Resultados Obtidos</b>			
A recomendação foi acatada.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
1	201109440	1.1.1.1-C1-R2	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Implementar indicadores de desempenho que avaliem a gestão da Eletrobras na administração dos recursos dos Fundos Setoriais.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
<p>Em andamento a elaboração de indicadores de eficiência da Gestão dos Fundos Setoriais, RGR; CCC e CDE:</p> <p>Informação Técnica sobre indicadores de desempenho foi concluída em 2011. Realizado cálculo preliminar de três indicadores do Fundo RGR para avaliação.</p> <p>Será realizado cálculo dos demais indicadores sugeridos na Informação Técnica para a RGR, bem como o cálculo de todos os indicadores para os Fundos CDE e CCC.</p>			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
<p>Os Fundos Setoriais passam por profundas modificações após a edição da MP nº 579/2012, Lei 12.783/2013, foram extintos os recolhimentos de cotas dos Fundos Setoriais CCC e RGR, o que impõe a necessidade de se reavaliar a situação de continuidade destes. Somente após a identificação uma situação de estabilidade das operações dos Fundos Setoriais, é que será possível propor indicadores de desempenho a ser implementados.</p> <p>As modificações nos Fundos Setoriais continuam acontecendo não sendo possível a identificação de indicadores capazes de medir a eficiência na gestão dos Fundos. Assim que as novas regras forem regulamentadas, poderão ser propostos e implementados os indicadores solicitados.</p>			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
2	201109440	3.1.1.1-C4-R2	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Fazer gestões junto ao Departamento de Logística e Serviços Gerais – DLSG da Secretaria de Logística e Tecnologia da Informação – SLTI do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão visando a viabilizar o cadastramento dos convênios vinculados ao orçamento de investimento no SICONV.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
Baseia-se no fato de que os convênios da Eletrobras não são de investimento e, ainda, na inviabilidade técnica de transmissão e comunicação com o Sistema do Serpro, que não foi preparado para recepcionar as informações das Sociedades de Economia Mista.			
Pela Nota técnica 1.374/2013/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR, de 4/6/2013, a CGU retirou a recomendação proposta.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Conforme descrito no item Justificativa, acima.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
3	Nota Técnica nº 345/2011/DIENE/DI/SFC/CGU-PR	Item 37-C-R	Ofício nº 7409 /2011 /DIENE /DI/SFC /CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Rever os métodos empregados para aferir os ganhos publicitários obtidos em função dos patrocínios, a fim de verificar se o objetivo pretendido com o projeto foi alcançado, verificando a exposição obtida na mídia, tais como, os canais que transmitiram os eventos e inserções em programas de televisão.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Presidência			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
Foi aprovado um novo formulário no Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade - PCS contendo a definição de indicadores e foi finalizada a metodologia de avaliação de resultado de projetos de patrocínios no âmbito da Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais - PC, tendo sido aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras na reunião de 9 de janeiro de 2014 (RES-007/2014). A metodologia será agora incorporada ao trabalho e à Norma de Patrocínios, em fase final de aprovação.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
4	Nota Técnica nº 2.823/2011/NAC-6/CGU-Regional	C007-R	OFÍCIO/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR/32098/2011
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Adotar medidas com vistas à regularização do ressarcimento dos débitos dos órgãos cessionários.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
Há ressarcimentos ainda pendentes em função de controvérsias sobre valores. A Eletrobras continua aguardando resposta do MME, que solicitou prazo para análise.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Divergências relativas aos débitos.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
5	Nota de Auditoria Nº 201203811/02	C-R1	Ofício nº 16.601 /2013 /NAC6/ CGU-PR (Nota técnica nº 1.374 /2013/NAC-6/CGU-PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Recomendamos que a Administração da Eletrobras determine ao seu setor de serviço de pessoal providências para obtenção e adequado armazenamento das declarações de bens e valores que integram o patrimônio privado dos agentes públicos em exercício na empresa ou das autorizações de acesso à declaração anual apresentada à Secretaria da Receita Federal pelos referidos agentes.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
<p>O Departamento de Gestão de Pessoas – DAG distribuiu informe eletrônico informando que todos os empregados, diretores, conselheiros e ocupantes de cargos em comissão estão obrigados a apresentar na área de Gestão de Pessoas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- em uma única vez, Formulário de Autorização de acesso aos Dados de Bens e Rendias das Declarações de Ajuste Anual do Imposto de Renda Pessoa Física devidamente preenchido e assinado; ou</li> <li>- anualmente: Formulário de Declaração de Bens e Rendias, DBR, devidamente preenchido e assinado. (Anexo II) ou Cópia da Declaração Completa de Ajuste Anual.</li> </ul> <p>Até 14/01/2014, 66% dos empregados haviam atendido a solicitação. O Departamento de Gestão de Pessoas providenciou um novo comunicado para que todos os agentes públicos em exercício na empresa entreguem suas declarações de bens e rendias ou as autorizações para acesso às suas declarações de ajuste anual entregues à Receita Federal.</p>			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Inicialmente havia divergências com relação à interpretação do dispositivo legal.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
6	201203811	2.1.1.1-C1-R3	Ofício nº 29.926 /2013 /NAC6/ CGU-PR (Nota técnica nº 2.165 /2013/NAC-6/CGU-PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Verificar, de acordo com a legislação, a possibilidade de instituir turnos distintos, bem como jornada de trabalho contemplando o fim de semana no caso de atividades que necessitem ser regularmente desempenhadas fora da jornada habitual.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
Os estudos de turnos de revezamento dependiam do término do programa de desligamento voluntário, quando seria instituído um programa de redimensionamento de pessoal. Tendo em vista os 187 desligamentos por meio do PID ocorridos até 30/12/2013, o Departamento de Gestão de Pessoas está fazendo novos estudos referentes à implantação de turnos, considerando o quadro de funcionários atual.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Programa Incentivado de Demissão ocorrido até 30/12/2013.			



**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
7	201216453	1.1.1.4-C7-R1	27994/2012/DIENE/DI/SF C/ CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Quantificar e criar uma base de indicadores para aferição da eficácia, eficiência, efetividade, detalhando em termos objetivos e mensuráveis quais são os resultados esperados com a contratação.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
Os estudos complementares que levaram à definição da diretriz de implantação do sistema ERP nas empresas Eletrobras foram concluídos em dezembro de 2013, sendo esta aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras em 12 de dezembro de 2013 (RES-914/2013).			
Assim sendo, os estudos técnicos que levarão à quantificação e criação de uma base de indicadores para aferição dos ganhos de desempenho a serem auferidos com a implantação do sistema integrado de gestão empresarial padronizado para as empresas Eletrobras à luz da diretriz de implantação aprovada, foram incorporados, como parte de um dos projetos do Programa de Implantação do Padrão de ERP nas Empresas Eletrobras, tendo sua conclusão prevista para 30 de junho de 2014.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
8	201216453	1.1.1.4-C7-R2	27994/2012/DIENE/DI/SF C/ CGU-PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Realizar, quando da previsão de realização de vultosos dispêndios, avaliação de custo versus benefício de investimentos em TI, conforme preconiza o objetivo de controle PO5.5 Gerenciamento de Benefícios, do Cobit 4.1.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
<p>Os estudos complementares que levaram à definição diretriz de implantação do sistema ERP nas empresas Eletrobras foram concluídos em dezembro de 2013, sendo esta aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras em 12 de dezembro de 2013 (RES-914/2013).</p> <p>Assim sendo, os estudos técnicos que levarão à quantificação e criação de uma base de indicadores para aferição dos ganhos de desempenho a serem auferidos com a implantação do sistema integrado de gestão empresarial padronizado para as empresas Eletrobras à luz da diretriz de implantação aprovada, foram incorporados, como parte de um dos projetos do Programa de Implantação do Padrão de ERP nas Empresas Eletrobras, tendo sua conclusão prevista para 30 de junho de 2014.</p>			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
9	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 1 – C – R1	Ofício n° 40/2014/NAC6/CGU- Regional/RJ (Nota Técnica n° 003/2014/Nac-6/CGU- Regional/ RJ/ CGU –PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Estabelecer procedimentos internos para a aprovação e a homologação da metodologia de desenvolvimento de sistemas utilizada pela Eletrobras e para sua divulgação, contemplando, inclusive, eventuais alterações.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
Com base na Norma EOM-01 – Documentos Normativos, que estabelece as diretrizes para elaboração, atualização, aprovação, revogação e divulgação dos documentos normativos da empresa, está em andamento a elaboração de uma Instrução de Trabalho que contempla a aprovação e homologação da metodologia de desenvolvimento de sistemas.			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
10	Nota de Auditoria 201308365/01	Item 1 – C – R2	Ofício n° 40/2014/NAC6/CGU-Regional/RJ (Nota Técnica n° 003/2014/Nac-6/CGU-Regional/ RJ/ CGU –PR)
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Homologar e divulgar a metodologia de desenvolvimento de sistemas em uso na Empresa.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Diretoria de Administração			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
<p>Está em elaboração uma Instrução de Trabalho – documento normativo da empresa – que conterà a metodologia de desenvolvimento de sistemas.</p> <p>Esse documento normativo, após aprovação, será informado a todos os colaboradores por meio eletrônico e seu teor disponibilizado para consulta via intranet, com o apoio das áreas de comunicação e de tecnologia da informação da Eletrobras.</p>			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

**QUADROS A.9.2.2 – RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM  
PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO**

<b>Unidade Jurisdicionada</b>			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Recomendações do OCI</b>			
<b>Recomendações Expedidas pelo OCI</b>			
<b>Ordem</b>	<b>Identificação do Relatório de Auditoria</b>	<b>Item do RA</b>	<b>Comunicação Expedida</b>
11	201308365	2.1.1.1 – R1	Ofício nº 28725 /2013 /NAC-6 /CGU – Regional /RJ / CGU -PR
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
<b>Descrição da Recomendação</b>			
Aprimorar os mecanismos capazes de estimular o cumprimento das metas pactuadas nos CMDEs, sem comprometer o desempenho das distribuidoras.			
<b>Providências Adotadas</b>			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Presidência			
<b>Justificativa para o seu não Cumprimento</b>			
<p>a) Estudos para implementação de reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional e de governança e gestão nas empresas Eletrobras;</p> <p>b) Avaliação das cláusulas contratuais do CMDE visando ao seu aprimoramento;</p> <p>c) Revisão anual dos indicadores para medição do desempenho no contrato do CMDE com o objetivo de manter permanente alinhamento entre o CMDE e eventuais novos desafios empresariais;</p> <p>d) Sistematização do monitoramento de indicadores do painel de gestão empresarial que não fazem parte do pacto do CMDE, mas que possuem relevância para o fortalecimento da gestão do desempenho;</p> <p>e) Realização de <i>workshop</i> com as áreas de desempenho empresarial das controladas para avaliação dos resultados do CMDE e compartilhamento de experiências com objetivo de incentivar aplicação de melhores práticas de gestão empresarial.</p>			
<b>Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor</b>			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

## QUADRO A.9.2.1 - RELATÓRIO DE CUMPRIMENTO DAS RECOMENDAÇÕES DO OCI

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.2	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação 001: Incluir doravante, em cada relatório elaborado e no campo pertinente a procedimentos de auditoria, toda e somente a documentação da entidade que foi objeto de análise.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos relatórios no campo de procedimentos, todas as informações objeto da análise, conforme solicitado pela CGU.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.2	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação 002: Definir doravante, em cada relatório elaborado, o limite de abrangência dos trabalhos, ou seja, o que se pretende efetivamente abordar e até onde.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos relatórios o limite de abrangência dos trabalhos, conforme solicitado pela CGU.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.2	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação 003: Inserir, dentre os papéis de trabalho, evidências de todos os itens analisados, inclusive dos que não geraram registro em relatório.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos papéis de trabalho evidências de todos os itens analisados, conforme solicitado pela CGU.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.3	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação nº 001: Utilizar, como respaldo aos registros dos relatórios de auditoria, documentos provenientes da própria entidade que contenham a identificação do setor e do responsável pela sua emissão, evitando os documentos sem definição de sua origem.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Solicitaremos que todos os documentos utilizados nas auditorias sejam devidamente identificados.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.3	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação nº 002: Anexar sempre, junto aos papéis de trabalho dos relatórios elaborados, toda a documentação que lhes serviu de base, inclusive os correios eletrônicos que, porventura, tenham sido expedidos e recebidos de outras áreas da entidade.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Anexaremos aos papéis de trabalhos todos os documentos inclusive emails emitidos.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.4	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação nº 001: Tratando-se de relatórios sobre dispensas de licitação, inserir, dentre os procedimentos de auditoria, a análise da fundamentação legal, indispensável no que tange à certificação de sua regularidade.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos trabalhos, além do Parecer do Jurídico do CEPEL, a análise da fundamentação legal realizada pela AUDI.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			



Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.4	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação nº 002: Tratando-se de contratação de serviços pelo CEPEL, observar se os setores competentes verificaram se os preços comparativos da justificativa financeira correlacionam-se com os preços contratados, evitando-se discrepâncias entre H/H e preços mensais.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos trabalhos, uma análise mais detalhada da Justificativa Financeira.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.4	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Recomendação nº 003: Quando da realização dos trabalhos de auditoria, verificar se, na contratação de serviços, existe o detalhamento dos custos associados, e, caso não haja, apontar como impropriedade no relatório.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos trabalhos, uma análise mais detalhada dos custos associados informados nas propostas.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.5	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Transpor, para os relatórios elaborados, todas as análises efetuadas constantes nos papéis de trabalho, de forma a que não sejam omitidas situações identificadas.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos relatórios, todas as informações objeto da análise, constantes nos papéis de trabalho.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			
Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	201211761	1.1.1.6	Ofício nº 36.299/2013/NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR, de 28/11/2013
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Registrar, em cada relatório elaborado, a previsão de HH a ser dispendido bem como o HH efetivamente utilizado, como forma de aferir o planejamento inicialmente proposto, o seu cronograma previsto e o efetivamente cumprido, de forma a que se possa planejar trabalhos subsequentes com maior grau de precisão, e o critério utilizado para seleção das amostras, quando for aplicável.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
Incluiremos em nossos relatórios as informações solicitadas.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

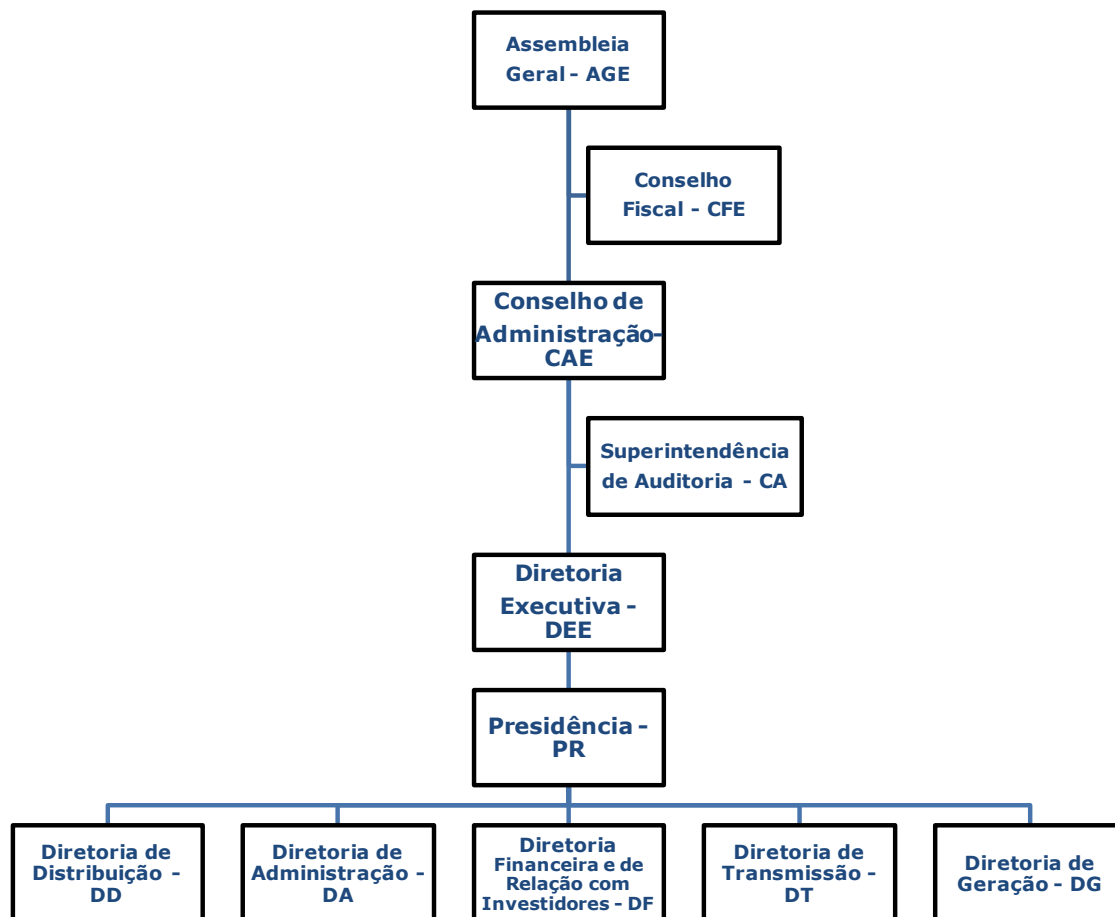
Unidade Jurisdicionada			
<b>Denominação Completa</b>			<b>Código SIORG</b>
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
	NOTA TÉCNICA N° 201301481/001		
<b>Órgão/Entidade Objeto da Recomendação</b>			<b>Código SIORG</b>
Auditoria Interna			
Descrição da Recomendação			
Proceder à publicação, em seu sítio eletrônico, dos relatórios, certificados e pareceres de auditoria pertinentes aos exercícios de 2005 e 2007, dos relatórios de gestão do CEPEL, referentes aos exercícios de 2005, 2006 e 2007, e dos pronunciamentos ministeriais dos exercícios de 2005, 2006 e 2007.			
Providências Adotadas			
<b>Setor Responsável pela Implementação</b>			<b>Código SIORG</b>
Auditoria Interna			
Síntese da Providência Adotada			
As informações já estão disponibilizadas na página do CEPEL.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

### 9.3. Informações sobre atuação da Auditoria Interna e sobre o tratamento de recomendações por ela expedidas

#### ELETROBRAS

##### a) Estrutura e Posicionamento da Unidade de Auditoria Interna no Organograma da UJ

A Superintendência de Auditoria – CA está vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras, em conformidade com a Resolução de Diretoria Executiva nº 29/2011, de 12 de janeiro de 2011, como indicado no organograma a seguir.



A estrutura da Superintendência de Auditoria - CA é composta de dois departamentos, cada qual com duas divisões:

- Departamento de Gestão e Atendimento aos Órgãos de Controle - CAO, com as divisões:
  - ✓ Divisão de Gestão da Auditoria Interna - CAOG;
  - ✓ Divisão de Atendimento aos Órgãos de Controle - CAOC;
- Departamento de Auditoria Interna - CAI, com as divisões:
  - ✓ Divisão de Auditoria Interna Corporativa - CAIC;
  - ✓ Divisão de Auditoria Interna das Empresas Eletrobras - CAIE.

## **b) Trabalhos mais relevantes realizados e principais constatações**

Utilizou-se como critério relacionar todos os trabalhos em que foram indicadas não conformidades e as principais constatações a elas associadas.

### **b.1) Folha de Pagamento**

Escopo: Análise da consistência da folha de pagamento, da regularidade e adequação das retenções e recolhimentos trabalhistas. Verificação da adequação administrativa, normativa e legal da contabilização da folha mensal de pagamento. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Saldos de contas da folha de pagamentos invertidos. Encontram-se devedores durante o exercício de 2012, quando deveriam ser credores.

#### **b.2) Gestão de Contratos – Conservação e Limpeza; Copa e Cozinha**

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão do contrato de conservação e limpeza e do contrato de serviços de copa e cozinha, e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos procedimentos adotados para aferição da qualidade dos serviços prestados. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Inconsistências de informações no Portal de Transparência Pública.
- Inexistência de cláusula de sustentabilidade ambiental no Contrato ECE-459/2009.
- Fragilidade no processo de coleta seletiva nas dependências da empresa.

#### **b.3) Disponibilidade – Caixa e Bancos**

Escopo: Verificação e avaliação dos controles exercidos sobre a análise e reconciliação das contas bancárias da empresa, contemplando conta movimento, aplicações financeiras e fundo rotativo de caixa. Verificação e análise dos gastos classificados como Pronto Pagamento. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Contas contábeis antigas do Banco do Brasil e da CEF sem bloqueio no SAP, com movimentações posteriores à data de abertura das novas contas.
- Inconsistências no Sistema de Pronto Pagamento.
- Pendências na conta de depósito judicial.
- Partidas em aberto pendentes de identificação no SAP.

#### **b.4) Horas Extras e Sobreaviso**

Escopo: Análise dos procedimentos pertinentes a horas – extras e sobreaviso. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Realização de horas extras caracterizando habitualidade.
- Realização de horas extraordinárias em quantidade acima do limite legal.
- Descanso semanal não assegurado ao empregado.
- Ausência de comunicação de concessão de horas extras ao Ministério do Trabalho.

- Pagamento indevido de horas extraordinárias em intervalo para alimentação.
- Horas extraordinárias de 100% concedidas em divergência com o controle de frequência

#### **b.5) Gestão de Contratos – Comunicação**

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos afetos a comunicação e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de relatório sobre os atos relativos ao acompanhamento de Contratos.
- Descumprimento parcial do objeto do Contrato ECE-610/2010.
- Ausência de dados em notas fiscais.
- Ausência de comprovantes de regularidade fiscal no processo do Contrato ECE-610/2010.
- Ausência do termo de recebimento definitivo no processo do Contrato ECE-800/2012.

#### **b.6) Gestão dos Controles de Ações Judiciais, Despesas Legais e Judiciais**

Escopo: Verificação da adequabilidade dos procedimentos relacionados à gestão dos controles das ações judiciais, dos recebimentos, dos pagamentos, dos depósitos judiciais, das despesas legais decorrentes de ações e dos honorários de sucumbência, bem como da classificação contábil em função do objetivo do depósito. Verificação do provisionamento de valores de possíveis perdas de ações.

Principais constatações:

- Valores de depósitos judiciais em aberto.
- Divergências na classificação de probabilidade de perda de processos.
- Processos trabalhistas sem os correspondentes valores estimados corrigidos.

#### **b.7) Gestão de Contratos de Manutenção Predial, Segurança e Vigilância**

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão do contrato de manutenção predial e do contrato de serviços de segurança e vigilância, e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos controles adotados para aferição da qualidade dos serviços prestados. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Principais constatações:

- Ausência das assinaturas do prestador do serviço e do preposto nas folhas de ponto do contrato ECE-DAC-411/2008.

- Existência de televisor em unidade de prestação de serviço de vigilância – recepção do 13º andar do edifício Vital Brazil.
- Ausência de comprovantes de exames de saúde complementares na pasta do processo do contrato ECE-DAC-889/2012.

**b.8) Convênio do Procel – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica**

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na formalização e na gestão de convênios pertinentes ao PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados à liberação dos recursos. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Convênios não encerrados por motivo de pendências em prestação de contas final, termo de doação, devolução da glosa, confirmação de situação da conta bancária e carta de encerramento.
- Convênios celebrados com entidades com pendência na prestação de contas final em convênios anteriores.
- Liberação de recursos sem a prestação de contas da parcela anterior.
- Ausência de critérios objetivos e documentação que comprove a capacidade técnica, operacional, estrutural e administrativa da conveniente.
- Transferência de valores das contas bancárias sem identificação dos recebedores.
- Aceite de notas fiscais referentes a despesas não vinculadas ao cumprimento do objeto do convênio ECV271/2008.
- Ausência de documentação comprobatória de critério de seleção de bolsistas, comprovantes de recebimento de bolsas, planos de trabalho e relatórios de atividades.
- Ausência de comprovação de procedimento licitatório para aquisição de produtos e serviços nos convênios ECV-271/2008, ECV 001/2010, ECV 004/2010, ECV-DTP 314/2010.
- Ausência de relação atualizada dos convênios do PROCEL no site da ELETROBRAS e no portal da transparência pública.
- Execução de convênio sem acompanhamento de gestor formalmente designado nos convênios ECV 001/2012 e ECV-DTP 004-2011.
- Orçamento das rubricas de pessoal extrapolado no convênio ECV-291/2009.
- Notas fiscais sem identificação dos convênios ECV 291/2009, ECV 001/10 e ECV 002/2011.

### **b.9) Adicionais Trabalhistas**

Escopo: Análise dos procedimentos pertinentes a adicionais trabalhistas referentes à periculosidade, insalubridade e penosidade. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Boletim de periculosidade sem registros de tempo de exposição, identificação e assinatura do Responsável.
- Controle “quadro de empregados em processo de enquadramento à norma de periculosidade” desatualizado.

### **b.10) Convênio de Responsabilidade Social**

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na formalização e na gestão de convênios de responsabilidade social e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados à análise das prestações de contas e à liberação dos recursos. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de pesquisa de mercado e o devido detalhamento dos itens para rubrica alimentação.
- Nota fiscal sem a identificação de convênios.
- Ausência de descrição de metas no convênio ECV-PGR-003/2011.
- Ausência de comprovação de contrapartida.
- Incorreção na definição do objeto do convênio ECV-PCS-001/2012.
- Ausência da demonstração do público atendido no processo da gestão dos convênios ECV-PGR-326/2010 e ECV-PCS-004/2012.

### **b.11) Controle CCC – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis**

Escopo: Análise do tratamento das quotas e sub-rogações, processos de recebimentos, de pagamentos, de reembolsos e dos registros contábeis. Análise da operacionalização do controle de consumo específico de combustíveis das usinas termoeletricas integrantes do CCC-Isol, conforme a Resolução Normativa Nº 163/2005 da ANEEL. Verificação do andamento da efficientização do parque térmico, contemplando projetos de revitalização e projetos de aquisição de unidades novas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de formalidade no trânsito das informações entre a ANEEL e a ELETROBRAS.
- Divergências nos valores de reembolsos CCC realizados para as usinas geradoras.
- Divergências nos valores de sub-rogações de CCC pagas para as usinas geradoras.



- Atraso na entrega do sistema de gestão do fundo setorial CCC determinado no TN 044/2011-SFF/ANEEL.

#### **b.12) Benefícios Assistenciais – Reembolso de Assistência Médica e Odontológica**

Escopo: Análise da regularidade dos processos reembolsos de assistência médica e odontológica adotados na Eletrobras e na Eletros. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de conciliação da conta específica para o convênio ECV-DAG-1/2012.
- Aportes financeiros em aplicação diferente do estabelecido em lei.
- Ausência de documentação autorizativa em processo de reembolso.
- Inexistência de mecanismo de controle que impeça a permanência de empregados desligados no quadro no cadastro de benefícios do eletros-saúde Eletrobras.
- Inexistência de mecanismo de controle que impeça a permanência de conselheiros com mandatos extintos no cadastro de benefícios do eletros-saúde Eletrobras.
- Cobrança indevida de coparticipação de beneficiário.
- Convênio de reciprocidade com prazo de vigência expirado.
- Contratos com a rede credenciada com prazos expirados.
- Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS.
- Contratos sem cláusulas relativas aos padrões de acomodação

#### **b.13) Acompanhamento dos Processos de Ouvidoria**

Escopo: Análise, sob a ótica do controle interno, dos processos de denúncias conduzidos pela Ouvidoria da Eletrobras.

Principais constatações:

- Ausência de sistema específico para registro e acompanhamento das denúncias éticas e de gênero.
- Limitações e inconsistências do Sistema de Gestão de Ouvidoria – SOU.
- Ausência de publicação de relatórios de desempenho e de efetividade da Ouvidoria.
- Manifestações em andamento com prazo extrapolado sem a devida comunicação ao manifestante.
- Fragilidades no processo de gestão da informação.

#### **b.14) Viagens no País e Exterior.**

Escopo: Análise dos procedimentos pertinentes a viagens no País e no exterior, incluindo a concessão e a prestação de contas, e sua conformidade com os normativos vigentes. Verificação dos controles internos adotados.

- Portal da transparência com informações de despesas de diárias e passagens desatualizadas.
- Elevação dos custos de viagem decorrente da solicitação de viagem com menos de 7 dias de antecedência.
- Viagens nacionais pendentes de prestação de contas.

Foi constatado um total de 37 viagens nacionais pendentes de prestação de contas no sistema há mais de 7 dias, o que contraria o item 3.2.1 da norma vigente EAG-03, que estabelece:

- Empregados com mais de uma prestação de contas pendentes no Sistema.

#### **b.15) Gestão e Desempenho das Sociedades de Propósito Específico – SPE.**

Escopo: Verificação do controle interno exercido sobre os recursos investidos na construção das SPE, a forma de participação acionária e os percentuais de participação, bem como avaliação quanto ao retorno de investimento. Avaliação da atuação dos representantes da Eletrobras nos Conselhos de Administração e Fiscal.

Principais constatações:

- Necessidade de modelos de formatação mínima para instrumentos vinculativos.
- Ausência de cláusulas nos Acordos de Acionistas que concedam acesso irrestrito às informações técnicas e operacionais da Sociedade de Propósito Específico para a Eletrobras Holding.
- Necessidade de se exigir dos agentes que participarão em consórcio junto com a Eletrobras a apresentação de Declaração Anticorrupção e Declaração Antitruste.
- Ausência de procedimento mitigatório de risco de abandono de sociedade por parte das empresas de engenharia, suprimentos e construção.
- Necessidade de aperfeiçoamento do processo de gestão sobre as Sociedades de Propósito Específico no Sistema Eletrobras.

#### **b.16) Escritório da Eletrobras em Brasília**

Escopo: Avaliação dos procedimentos relacionados à gestão do Escritório de Brasília. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Principais constatações:

- Ausência de cobertura contratual para a locação de imóvel comercial.

- Caracterização de nepotismo entre gestora do contrato e prestadora de serviço terceirizado.
- Pagamentos indevidos e superestimativa da quantidade de pessoas a serem atendidas pelos serviços de *coffee break*.
- Concessão de telefones celulares corporativos a empregados sem cargo de gerência.
- Custos com linhas de telefones celulares corporativos acima do estabelecido por resolução.
- Custo fixo mensal com linhas de telefonia móvel celular não utilizadas.
- Ausência de controle lógico para uso das impressoras e fotocopiadoras.
- Crédito de rendimentos de ações em conta bancária do Escritório da Eletrobras em Brasília – PGB.

#### **b.17) Gestão da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético**

Escopo: Análise da gestão dos recursos oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, incluindo captação, administração e utilização.

Principais constatações:

- Ausência de formalização pela ELETROBRAS de transferência de recursos entre as contas dos fundos CDE, RGR e CCC.
- Prazo exíguo para negociação de títulos públicos emitidos pelo Tesouro.
- Divergências entre os valores informados na planilha de movimentação financeira e os registrados no SAP - kit instalação.
- Divergências entre os valores informados na planilha de movimentação financeira e os contabilizados no SAP – Luz para Todos.
- Empresas em situação de inadimplência inscritas no CADIN fora do prazo.

#### **b.18) Gestão do Fundo RGR – Reserva Global de Reversão**

Escopo: Análise da gestão dos recursos oriundos do Fundo Reserva Global de Reversão - RGR, incluindo captação, administração e utilização.

Principais constatações:

- Partidas em aberto no SAP referentes às quotas da CELPA.
- Valor pendente na conta contábil 1120101 desde 2009 e sem a identificação da empresa.
- Inadimplências de amortizações contratuais

### **b.19) Programas de Governo sob Responsabilidade da Eletrobras - PPA**

Escopo: Verificação do cumprimento das metas do Plano Plurianual - PPA e do acompanhamento da execução dos programas de governo sob responsabilidade da empresa, destacando, para cada programa, os objetivos, as metas, os resultados alcançados, a avaliação dos resultados alcançados, os fatos que prejudicaram o desempenho administrativo e as providências adotadas nos casos em que não foram alcançadas as metas, em atendimento à IN CGU Nº1/2007, art. 7º. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Necessidade de integrar o processo orçamentário ao sistema SAP.

### **b.20) Contratações por Dispensa e Inexigibilidade de Licitação**

Escopo: Análise dos processos de contratações por dispensa e inexigibilidade de licitação e da sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Principais constatações:

- Ausência da publicação no Diário Oficial da União – sobre o aviso de ratificação da inexigibilidade contrato ECE-DAC-897/2012.
- Ausência de registros de contratos no portal da transparência.

### **b.21) Almojarifado**

Escopo: Verificação e avaliação dos controles exercidos sobre o estoque de bens e materiais da empresa, com exame do estoque físico, seu armazenamento, procedimentos de movimentação de material - recebimento, transferências e saída - e procedimentos de devolução e baixas, bem como dos controles sistêmicos efetuados. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

- Ausência de normativo interno que discipline os procedimentos do almojarifado.
- Contagem física do estoque divergente do saldo constante do relatório do SAP.
- Presença de materiais não pertencentes aos itens de estoque nas dependências do almojarifado.

### **b.22) Contratos de Patrocínios Culturais e Institucionais**

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na contratação e na gestão de contratos de patrocínios culturais e institucionais e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados à liberação dos recursos. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

- Ausência de critérios formais, na modalidade de escolha direta, para seleção de patrocínios culturais e institucionais.

- Estudos para otimização de recursos para fins de benefícios fiscais não evidenciados.
- Pesquisa de mercado para locação de espaço físico para realização do projeto “VI Congresso Internacional de Direito Penal e Criminalística” não localizada nas pastas do contrato ECP - 0034/2013.

### **b.23) Contratos de Patrocínios de Cunho Esportivo e Natureza não Social**

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na contratação e na gestão de contratos de patrocínios de cunho esportivo e natureza não social e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados à liberação dos recursos. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

- Atraso no pagamento de débitos referentes ao contrato ECP-001/2009 pela confederação brasileira de basketball – CBB.
- Utilização de recurso de patrocínio para pagamento de despesas sem cobertura contratual - ECP-0022/2013 Confederação Brasileira de Basketball.
- Desequilíbrio na distribuição de recursos do patrocínio frente à quantidade de atividades previstas no cronograma do ECP-0022/2013.
- Atraso da CBB na entrega da prestação de contas do ECP-0022/2013.
- Descumprimento parcial do objeto do contrato ECP-0022/2013 pela CBB.
- Não cumprimento do cronograma do ECP-0022/2013 pela CBB.
- Critérios formais e objetivos para seleção de patrocínios na modalidade de escolha direta não evidenciados.

### **c) Relação entre a quantidade de recomendações feitas pela Auditoria Interna e as implementadas pela Alta Gerência**

Os 30 Relatórios de Auditoria emitidos em 2013 geraram 209 recomendações. O percentual dos status de implementação, em 31/12/2013, era o seguinte:

STATUS	%
Concluídas	58
Em andamento	26
Não iniciadas	4
Próximo ciclo*	12

### **d) Descrição das rotinas de acompanhamento das ações de implementação das recomendações da Auditoria Interna**

Trimestralmente a Superintendência de Auditoria encaminha às áreas que foram objeto de auditoria formulários, correspondentes aos Relatórios de Auditoria emitidos, nos quais constam as não conformidades encontradas e as respectivas recomendações com vistas à implementação de ações corretivas.

As áreas envolvidas respondem os questionários, informando as ações empreendidas, ou a empreender, o status – “Não iniciada”, “Em andamento”, “Interrompida” ou “Concluída” - e, quando é o caso, os prazos previstos para conclusão, e os encaminham para a Superintendência de Auditoria, que consolida os resultados e os coloca no “Relatório de acompanhamento de implementação de ações corretivas decorrentes de recomendações de auditoria”, o qual é posteriormente distribuído.

**e) Informação da existência ou não de sistemática e de sistema para monitoramento dos resultados decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna**

Os resultados decorrentes da implantação das medidas corretivas recomendadas pela Auditoria são sempre verificados quando da execução do trabalho subsequente no mesmo processo de negócio.

**f) Como se dá a certificação de que a Alta Gerência tomou conhecimento das recomendações feitas pela Auditoria Interna e a aceitação dos riscos pela não implementação de tais recomendações**

Todos os Relatórios de Auditoria são enviados às respectivas Diretorias das áreas auditadas, por meio de correspondência onde a Superintendência de Auditoria ressalta as principais constatações registradas durante a execução do trabalho.

**g) Descrição da sistemática de comunicação à Alta Gerência, ao Conselho de Administração e ao Comitê de Auditoria sobre riscos considerados elevados, mas assumidos pela Alta Gerência ao decidir não implementar as recomendações da Auditoria Interna**

Não existe essa sistemática, uma vez que na Eletrobras a alta gerência adota a prática de acatar as recomendações da Auditoria Interna.

CEPEL

A Auditoria Interna do CEPEL foi criada em 07/08/95, através da Resolução de Diretoria n°. 023, e em conformidade ao § 3º do art. 15 do Decreto n°. 3.591/00, está hierarquicamente subordinada ao Conselho Deliberativo, vinculando-se administrativamente e funcionalmente ao Diretor-Geral.

Está estabelecida nos normativos internos, consolidados na Resolução de Diretoria RES-112/11, de 21/12/11, e também espelhada no organograma do Centro, segundo a sua última revisão, em 26/11/13.

Em 2013 a AUDI era composta por:

- 1 Coordenador
- 2 Auditores

A Auditoria Interna do CEPEL monitora o resultado de suas ações, através de um sistema denominado de: Sistema de Acompanhamento de Ações-SISAUD em que são registradas/cadastradas todas as recomendações da Auditoria Interna e dos Órgãos de Controles TCU e CGU, suas datas de implementação e o responsável pela implementação da recomendação.

Em todas as reuniões dos Conselhos Deliberativo e Fiscal são apresentados os relatórios de Auditoria Interna, bem como suas recomendações e implementações.

No exercício de 2013 foram realizadas auditorias sendo emitidos os seguintes relatórios:

**Relatório de Auditoria 001/13 – AUDITORIA NO CONVÊNIO N° 139/12  
CEPEL/ELETROS**

**OBJETIVOS**

Analisar e avaliar os procedimentos internos de controle e acompanhamento pela área DVPR do Convênio 139/12 – Fundo Rotativo de Reembolso de Despesas Médicas realizado entre o CEPEL e a ELETROS, que tem como objetivo a administração e supervisão, por parte da ELETROS, da cobertura parcial de despesa com assistência à saúde, benefícios concedidos pelo CEPEL aos seus empregados e dependentes.

**MONTANTE ANALISADO**

Analisamos a documentação suporte à reposição do fundo rotativo no período de Janeiro a Dezembro de 2012.

## **RESULTADO DOS EXAMES**

### **RELATÓRIO Nº 001/2013 – AUDITORIA NO CONVÊNIO 139/12 CEPEL/ELETROS**

#### **RESULTADO DOS EXAMES**

Nossos exames **não identificaram pontos** que comprometessem os procedimentos internos de controle e acompanhamento pela área DVPR do Convênio 139/12 – Fundo Rotativo de Reembolso de Despesas Médicas realizado entre o CEPEL e a ELETROS.

- Analisamos a documentação apresentada pela ELETROS através da Relação de Despesa (RDP), para efeito de reposição ao Fundo de Assistência à Saúde dos Empregados do CEPEL (Convênio 139/12);
- Verificamos e analisamos os lançamentos de entrada e saída de numerários no demonstrativo de Movimentação do Fundo Rotativo do Convênio 139/12;
- Verificamos a remuneração do Fundo Rotativo, conforme cláusula 3.3 do Convênio;
- Realizamos auditoria na sede da ELETROS e verificamos:
  - ✓ Os pagamentos efetuados pela ELETROS aos empregados do CEPEL, a título de reembolso de remédio e médicos de livre escolha, com base na documentação apresentada através do formulário Requisição de Processamento de Reembolso (RPR);
  - ✓ Os pagamentos dos serviços médicos/hospitalares, utilizados pelos empregados e dependentes, que foram reembolsados pelo CEPEL à ELETROS, com base na documentação suporte.

#### **CONCLUSÃO:**

O resultado obtido nesta análise retrata que os procedimentos internos de controle e acompanhamento efetuados pela DVPR no Convênio 139/12 – Fundo Rotativo de Reembolso de Despesas Médicas, realizado entre o CEPEL e a ELETROS, estão adequados.

Os saldos das contas correntes do CEPEL não apresentaram inconformidades no período auditado (janeiro a dezembro de 2012).

## **Relatório de Auditoria 002/13 – AUDITORIA EM COMPRAS DIRETAS**

### **OBJETIVOS**

Analisar os procedimentos utilizados pela área de suprimento referente a compras diretas e sua adequação aos controles, normas internas e legislação pertinente.

Exame dos controles e procedimentos utilizados em compras de pequeno valor.

### **MONTANTE ANALISADO**

De acordo com a listagem de pagamentos a fornecedores (PFN's), efetuados entre 01 de janeiro/12 a 29 de outubro/12, fornecida pela INFO, consolidamos todos os pagamentos por número de CNPJ. Desta relação selecionamos os fornecedores que receberam mais de R\$ 16.000,00 e excluímos da amostragem as empresas que não participaram de nenhuma modalidade licitatória, informada pelo DLO, fonte de análise do trabalho de Auditoria realizado em Licitações de Bens e Serviços Relatório nº 012/12.



Nossa amostra compreendeu o total de R\$ 953.652,69 em PFN's, conforme quadro abaixo:

<b>CNPJ</b>	<b>Fornecedor</b>	<b>Total PFN's</b>
10.712.898/0001-84	SOLUTION.COM COMÉRCIO E SERVIÇOS LTDA	85.493,00
07.892.082/0001-75	GIGANTE PEÇAS COMERCIAIS E SERVIÇOS LTDA	77.616,45
57.142.978/0001-05	BRASOFTWARE INFORMÁTICA LTDA	57.926,72
01.672.719/0001-31	DENILDA C. PINHEIRO COM. E SERVIÇOS-ME	55.882,00
11.893.386/0001-24	MIC TEC INFORMÁTICA E SERVIÇOS LTDA	45.227,00
08.726.836/0001-80	SUPRIWEB COM E SERV DE INF LTDA	39.708,70
01.338.470/0001-22	RIO DO PINCEL TINTAS LTDA	37.281,00
11.208.854/0001-84	FORZA COMÉRCIO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS	36.231,23
33.325.226/0001-11	GRÁFICA E EDITORA REGIS-ALÓ LTDA	34.280,00
30.285.472/0001-07	DIVIESC DIVISÕES E DECORAÇÕES PARA ESCRITÓRIO LTDA	31.410,00
73.442.782/0001-92	BRIMEL - MATERIAL ELÉTRICO LTDA	31.225,00
05.769.291/0001-09	MEGABOR COMÉRCIO DE BORRACHAS LTDA	30.866,20
42.281.485/0001-89	TRIMAK ENGENHARIA E COMÉRCIO LTDA.	29.994,00
15.269.769/0001-87	MEGA CARAVELLE COM. DE BORRACHAS FERRAGENS E ROLAM	28.233,92
08.236.594/0001-46	HIGH RESOLUTION HR BRASIL LOC. E VENDA SIST. MULTI	27.291,00
01.232.090/0001-09	VALCONCIL - VÁLVULAS E CONEXÕES INDUSTRIAIS LTDA	25.871,00
00.952.828/0001-40	ESTRELA DA BONFIM COMÉRCIO E REPRES. LTDA.	24.072,00
57.582.793/0001-11	FESTO BRASIL LTDA	23.724,81
07.045.262/0001-11	M. MEDEIROS DA CUNHA - FERRO E AÇO ME.	23.441,20
03.669.556/0001-63	PSI WORLD STAR COMERCIAL E SERVIÇOS LTDA	23.405,00
15.218.133/0001-06	ALFREDO ARECIO AGURTO LEON	23.284,95
44.772.937/0001-50	TELEMÁTICA SISTEMAS INTELIGENTES LTDA.	22.781,46
04.434.245/0001-88	COBERVAL ACESSÓRIOS PARA INDUSTRIAS LTDA	20.972,53
68.561.703/0001-22	AJES COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES LTDA	18.024,80
02.713.126/0001-39	MAR MAD MADEIRAS LTDA ME	17.808,60
12.013.153/0001-52	INDÚSTRIA METALÚRGICA PRIMAVERA LTDA ME	16.934,14
05.872.454/0001-76	FERMAQUI COMERCIAL ELÉTRICA LTDA.	16.320,16
01.329.326/0001-20	DIVISPAÇO DIVISÓRIAS PISOS E REVESTIMENTOS LTDA	16.305,82
60.633.674/0001-55	INSTITUTO DE PESQUISA TECNOLÓGICA DO ESTADO DE SÃO	16.040,00
32.254.724/0001-58	AMARAL E ESTEVES LTDA	16.000,00
	<b>TOTAL:</b>	<b>953.652,69</b>

## RESULTADO DOS EXAMES

RELATÓRIO N° 002/2013 - AUDITORIA EM COMPRAS DIRETAS (Abaixo de R\$ 16.000,00)	
RESULTADO DOS EXAMES	SITUAÇÃO ATUAL
<p>Nossa análise abrangeu as compras diretas, aquisições de material de consumo. Utilizamos a frequência de aquisição, por CNPJ, por tipo de material adquirido e por valores.</p> <p>Verificamos alguns processos de PFN's e também analisamos as informações fornecidas pela INFO como n° PFN, empresa, produto, quantidades, valor, etc.</p> <p>Verificamos os valores relevantes pagos aos fornecedores selecionados, e apesar da diversidade e da quantidade de produtos e da natureza dos mesmos, <b>não evidenciamos inconformidades</b>, exceto pela compra de cartuchos e tonner, o qual estendemos nossa amostra contemplando empresas com valores menos relevantes apresentado a seguir no ponto de auditoria.</p> <p><b>Ponto de Auditoria n° 01</b> Compra de Cartuchos e Tonner para impressoras e Fax's em diversos fornecedores, ultrapassando o teto de dispensa de licitação (R\$ 16.000,00).</p>	<b>REGULARIZADO</b>

### **CONCLUSÃO:**

O resultado obtido nesta análise retrata que os processos referentes a compras diretas de pequeno valor, estão adequados, exceto quanto aos processos para aquisição de tonners e cartuchos que devem ser aprimorados, objetivando cumprir o estabelecido na legislação e normas internas.

## Relatório de Auditoria 003/13 – AUDITORIA EM FISCALIZAÇÃO DE CONTRATOS

### OBJETIVOS

Analisar e avaliar os procedimentos utilizados na fiscalização do cumprimento das obrigações contratuais, sob a ótica legal, de eficiência, adequação e eficácia, a fim de avaliar os controles internos, os registros, os procedimentos, a aderência às disposições legais, normas gerais e internas.

## **MONTANTE ANALISADO**

### **Contrato – 02/058/2008 - Fênixx Vigilância e Segurança Profissional Ltda.**

Objeto: Prestação de serviços de Vigilância Armada e Agente de Segurança

Valor: R\$ 2.001.562,56/por 12 meses

Foram analisados os pagamentos efetuados à Fênixx de Setembro a Novembro de 2012.

### **Contrato – 02/048/2010 - Green Card S/A Refeição Comércio e Serviços**

Objeto: Prestação de serviços pertinente à execução do Programa de Alimentação do Trabalhador.

Valor: R\$ 3.104.402,52/ por 12 meses

Foram analisados os pagamentos efetuados à Green Card de Janeiro a Dezembro de 2012.

Verificamos também os créditos efetuados aos empregados do Centro no mesmo período.

### **Contrato – 02/031/2011 - Ziva Rio de Janeiro Tecnologia e Soluções em TI Ltda.**

Objeto: Contratação de serviços de implantação de Backbone Óptico e Rede de dados.

Valor: R\$ 1.460.000,00/serviço de implantação em 180 dias.

Foram analisados os pagamentos efetuados à Ziva Rio.

### **Contrato - 02/057/2011 - SM21 Engenharia e Construções Ltda.**

Objeto: Prestação de Serviços de oficina mecânica nas unidades Fundão e Adrianópolis.

Valor: R\$ 2.010.652,08/ por 12 meses

Foi analisado o pagamento efetuado à SM21 Engenharia no mês de junho de 2012.

### **Contrato – 0077/2012 - Voetur Turismo e Representações Ltda.**

Objeto: Prestação de serviços de assessoramento, programação, bilhetagem de passagens, reserva de hospedagem.

Valor: R\$ 1.547.727,24/ por 12 meses

Foram analisados diversos pagamentos efetuados a Voetur de Junho a Dezembro de 2012.

### **Contrato - 134/2012 - Coopernova – Cooperativa de Motoristas Autônomos.**

Objeto: Prestação de Serviços de transporte terrestre de passageiros nas unidades Fundão e Adrianópolis.

Valor: R\$ 2.400.000,00 /por 24 meses

Foram analisados os pagamentos efetuados à Coopernova de Junho a Dezembro de 2012.

## **RESULTADO DOS EXAMES**

### **RELATÓRIO Nº 003/2013 – AUDITORIA EM FISCALIZAÇÃO DE CONTRATOS**

#### **RESULTADO DOS EXAMES**

Nossos exames não identificaram pontos que comprometessem os procedimentos, adotados pela área, utilizados na fiscalização do cumprimento das obrigações contratuais, sob a ótica legal, de eficiência, adequação e eficácia.

Em nossos testes verificamos:

#### **Fênixx Vigilância e Segurança Profissional Ltda. – 02/058/2008**

Analisamos os processos de pagamentos de Setembro a Novembro de 2012, e observamos:

- Se as faturas estavam de acordo com os serviços prestados;
- Se os valores cobrados nas faturas estavam de acordo com o contrato;
- Se as faturas estavam com o devido atesto;
- Documentação exigida no contrato;
- Guias de recolhimento do INSS, FGTS e SEFIP;
- Folha de Pagamento dos empregados da Fênixx;
- Certidões negativas de Débito das Contribuições Previdenciárias;
- Certidões negativas de Tributos Federais;
- Certificado de Regularidade do FGTS;
- Documentação dos Vigilantes (RG, Carteira de Vigilante);
- Atestado de Saúde Ocupacional – ASO;

**Green Card S/A Refeição Comércio e Serviços – 02/048/2010**

Analizamos os processos de pagamentos de Janeiro a Dezembro de 2012 e observamos:

- Se as faturas estavam de acordo com os serviços prestados;
- Se os valores pagos à empresa estavam de acordo com o contrato;
- Se as faturas estavam com o devido atesto;
- Se os valores pagos aos empregados estavam consoantes com o Acordo Coletivo de Trabalho de 2011/2012;
- Se nenhum empregado estava recebendo em duplicidade.

Informamos que na realização deste trabalho utilizamos o ACL, ferramenta de Auditoria.

Verificamos mensalmente se os valores informados pelo CEPTEL à Green Card, estavam de acordo com os valores faturados pela mesma.

Para essa análise utilizamos os dados disponibilizados pela INFO no banco de dados do CEPTEL.

**Ziva Rio de Janeiro Tecnologia e Soluções em TI Ltda. – 02/031/2011**

Analizamos basicamente os processos de pagamentos de janeiro a dezembro de 2012, e observamos:

- Se as faturas estavam de acordo com os serviços prestados;
- Se os valores estavam de acordo com o contrato;
- Se as faturas estavam com o devido atesto;

**SM21 Engenharia e Construções Ltda. – 02/057/2011**

Analizamos os processos de pagamento no mês de junho de 2012 das unidades Fundão e Adrianópolis e observamos:

- Se as faturas estavam de acordo com os serviços prestados;
- Se os valores estavam de acordo com o contrato;
- Se as faturas estavam com o devido atesto;
- Garantia contratual;
- Documentação exigida no contrato;
- Guias de recolhimento do INSS, FGTS e SEFIP;
- Folha de Pagamento;
- Certidões negativas de Débito das Contribuições Previdenciárias;
- Certidões negativas de Tributos Federais;
- Certificado de Regularidade do FGTS.

**Voetur Turismo e Representações Ltda. – 0077/2012.**

**Cláusula Terceira – Dos Preços;**

3.1 O CEPTEL pagará à Contratada pelos serviços prestados, conforme especificado na Proposta Comercial, apresentada pela Contratada, o valor de R\$35,63 (Trinta e cinco Reais e sessenta e três centavos) por transação efetuada, incluso todos os custos e despesas necessárias ao cumprimento integral do objeto deste Contrato, de acordo com as condições constantes da Cláusula Sexta – Das Condições de Pagamento

**Cláusula Décima Terceira – Da Medição dos Serviços;**

13.1 O CEPTEL procederá a verificação dos serviços prestados pela Contratada, reunindo as informações

constantes em documento próprio para fins de emissão e apresentação do documento de cobrança e embasamento de processo de pagamento.

Verificamos também as cotações de passagem e hospedagem, emissão da Autorização de Viagem e de compra de Passagem - AVP's.

Analisamos os processos de pagamentos de Junho a Dezembro de 2012 e verificamos:

- Se as faturas estavam de acordo com os serviços prestados;
- Se as faturas estavam com o devido atesto;
- Documentação exigida no contrato;
- Guias de recolhimento do INSS, FGTS e SEFIP;
- Folha de Pagamento;
- Certidões negativas de Débito das Contribuições Previdenciárias;
- Certidões negativas de Tributos Federais;
- Certificado de Regularidade do FGTS.

#### **Coopernova – Cooperativa de Motoristas Autônomos. – 134/2012**

Analisamos os processos de pagamentos de Junho a Dezembro de 2012 e observamos:

- Se as faturas estavam de acordo com os serviços prestados;
- Se os valores estavam de acordo com o contrato;
- Se as faturas estavam com o devido atesto;
- Se as obrigações Trabalhistas e Previdenciárias estão sendo cumpridas;
- Se as certidões negativas dos tributos e contribuições, foram apresentadas quando do pagamento das faturas;
- Se os documentos pessoais dos cooperativados estão com a validade em dia;
- Se os documentos emitidos pelas repartições Estaduais e Municipais (IPVA, Seguro Obrigatório, Licença Ambiental, Certificado de Vistoria e Autorização do DETRO, etc) ,relativas aos veículos cooperativados estão com os prazos vigentes.

#### **CONCLUSÃO:**

O resultado obtido nesta análise retrata que os procedimentos/controles internos adotados pela área de fiscalização de contratos do Centro, de uma forma geral, estão de acordo com a legislação e cláusulas contratuais.

Foram verificados os pagamentos efetuados dos contratos e não identificamos inconformidades.

### **Relatório de Auditoria 004/13 – AUDITORIA NO PROJETO META – PREGÃO N° 005/2012**

#### **OBJETIVOS**

Analisar e avaliar o processo de Licitação/Contratação, termos aditivos, execução, pagamento e contabilização para aquisição de bens, através de compras nacionais.

Avaliar se o processo de Pregão n° 005/2012 está em conformidade com as normas do Banco Mundial, MME e Normas internas.

Verificar sua execução sob a ótica legal, de eficiência, adequação e eficácia, avaliando os controles internos, os registros, o fluxo processual.

#### **MONTANTE ANALISADO**

Foram analisados: Processo de Pregão n° 005/2012, Contrato n° 0366/2012 e o

pagamento efetuado à Empresa Metinox 2004 Comercial Ltda, efetuado em março de 2013.

## **RESULTADO DOS EXAMES**

<b>RELATÓRIO Nº 004/2013 - AUDITORIA NO PROJETO META - PREGÃO Nº 005/2012</b>	
<b>RESULTADO DOS EXAMES</b>	<b>SITUAÇÃO ATUAL</b>
<p>Foram analisados: Processo de Pregão nº 005/2012, Contrato nº 0366/2012, no valor de R\$ 182.799,55, e o pagamento efetuado à Empresa Metinox 2004 Comercial Ltda, efetuado em março de 2013.</p> <p>Objeto: Fornecimento de material (Tubos, Chapas, Parafusos e outros)</p> <p>Verificamos as seguintes falhas de controles na auditoria realizada:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Falha na revisão do Contrato: Falta da informação da periodicidade.</li><li>✓ Falta de documento/nomeação do Gestor do Processo.</li><li>✓ Falta no processo o Termo de Recebimento Provisório.</li><li>✓ Falta no processo o Termo de Recebimento Definitivo.</li></ul>	<b>REGULARIZADO</b>

### **CONCLUSÃO:**

Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que o processo de licitação e contratação analisado, de uma forma geral, está adequado à legislação e às Diretrizes do Banco Mundial. Entretanto devem-se aprimorar os controles internos realizados pela área, quanto à revisão de Editais e Contratos, observando se os mesmos estão com cláusulas específicas para cada objeto licitado, realizando revisão minuciosa antes de sua assinatura. Devem-se aprimorar também, os controles da área quanto aos documentos exigidos em contrato e pelo Banco Mundial.

## **Relatório de Auditoria 005/13 – AUDITORIA EM AÇÕES JUDICIAIS - FATURAMENTO**

### **OBJETIVOS**

Analisar a composição das contas contábeis relacionadas à Perda de Recebimento de Crédito e verificar as ações de acompanhamento realizadas pela área Financeira e pelo Jurídico.

### **MONTANTE ANALISADO**

Analisamos a posição do Contas a Receber, Conta Nº 1.0.2.2, do mês de abril/13, com foco na perda de recebimento de crédito das faturas vencidas até 31/12/12 e verificamos as ações de acompanhamento realizadas pelas áreas Financeira e Jurídica do CEPEL, conforme tabela abaixo:

	<b>Valor R\$</b>	<b>Percentual</b>
Contas a Receber em 30/04/2013	5.465.187,69	100 %
Faturas vencidas até 31/12/2012 (Auditado)	956.642,63	17,5 %

## **RESULTADO DOS EXAMES**

<b>RELATÓRIO Nº 005/2013 - AUDITORIA EM AÇÕES JUDICIAIS - FATURAMENTO</b>								
<b>RESULTADO DOS EXAMES</b>	<b>SITUAÇÃO ATUAL</b>							
<p>Analizamos a posição do Contas a Receber, Conta Nº 1.0.2.2, do mês de abril/13, com foco na perda de recebimento de crédito das faturas vencidas até 31/12/12 e verificamos as ações de acompanhamento realizadas pelas áreas Financeira e Jurídica do CEPEL, conforme tabela abaixo:</p> <table><tr><td><b>Contas a Receber em 30/04/2013</b></td><td><b>R\$ 5.465.187,69</b></td><td><b>100 %</b></td></tr><tr><td><b>Faturas vencidas até 31/12/2012 (Auditado)</b></td><td><b>R\$ 956.642,63</b></td><td><b>17,5 %</b></td></tr></table> <p>Verificamos as seguintes falhas de controles na auditoria realizada:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Custas e honorários advocatícios que superam o valor do processo;</li><li>✓ Processos que constam no Contas a Receber como enviados para cobrança judicial, mas que não estão no relatório do JURI.</li></ul>	<b>Contas a Receber em 30/04/2013</b>	<b>R\$ 5.465.187,69</b>	<b>100 %</b>	<b>Faturas vencidas até 31/12/2012 (Auditado)</b>	<b>R\$ 956.642,63</b>	<b>17,5 %</b>	<b>REGULARIZADO</b>	
<b>Contas a Receber em 30/04/2013</b>	<b>R\$ 5.465.187,69</b>	<b>100 %</b>						
<b>Faturas vencidas até 31/12/2012 (Auditado)</b>	<b>R\$ 956.642,63</b>	<b>17,5 %</b>						

### **CONCLUSÃO:**

O resultado obtido nesta análise e os pontos identificados retratam que os procedimentos/controles internos devem ser aperfeiçoados pela Área Jurídica no acompanhamento das Ações Judiciais Faturamento, com acompanhamento periódico, não obstante os pequenos valores envolvidos.

As Áreas Jurídica e Financeira devem aprimorar sua comunicação, visando uma melhor exatidão das informações apresentadas na contabilidade.

## **Relatório de Auditoria 006/13 – AUDITORIA EM AÇÕES JUDICIAIS – CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS**

### **OBJETIVOS**

Analisar a composição das contas contábeis relacionadas às Contingências Trabalhistas (Provisões de Curto e Longo Prazo, e Depósitos Recursais) e verificar os valores a serem provisionados.

Analisar os Processos Trabalhistas em andamento e a adequação do acompanhamento pelo Jurídico e pela Contabilidade.

### **MONTANTE ANALISADO**

Verificamos 100% do total da conta contábil Depósitos Recursais (1.1.1.8.1.01) com o relatório de Ações Judiciais Trabalhistas do JURI no mês de dezembro de 2012.

<b>Conta</b>	<b>Saldo em 31/12/12 R\$</b>
Depósitos Recursais (1.1.1.8.1.01)	12.954.419,46

## **RESULTADO DOS EXAMES**

<b>RELATÓRIO Nº 006/2013 - AUDITORIA EM AÇÕES JUDICIAIS – CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS</b>	
<b>RESULTADO DOS EXAMES</b>	<b>SITUAÇÃO ATUAL</b>
<p>Verificamos 100% do total da conta contábil Depósitos Recursais (1.1.1.8.1.01) com o relatório de Ações Judiciais Trabalhistas do JURI no mês de dezembro de 2012.</p> <p><b>Depósitos Recursais (1.1.1.8.1.01) R\$ 12.954.419,46</b></p> <p>Verificamos as seguintes falhas de controles na auditoria realizada, totalizando R\$ 198.000,00:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Depósitos Judiciais que constam na Contabilidade e não constam no Relatório do Jurídico do CEPTEL;</li><li>✓ Depósitos Judiciais não constam na Contabilidade, mas constam no relatório do JURI;</li><li>✓ Depósitos Judiciais que possuem valor MENOR do que está registrado na contabilidade;</li><li>✓ Depósitos Judiciais que possuem valor MAIOR do que está registrado na contabilidade;</li><li>✓ Valores lançados como Depósitos judiciais que apresentavam dificuldade de identificação no relatório do JURI.</li></ul>	<b>REGULARIZADO</b>

### **CONCLUSÃO:**

O resultado obtido nesta análise e os pontos identificados retratam que os procedimentos/controles internos devem ser aperfeiçoados pela Área Jurídica no acompanhamento das Ações Judiciais - Contingências Trabalhistas, com acompanhamento periódico, não obstante os pequenos valores envolvidos.

As Áreas Jurídicas e Financeiras devem aprimorar sua comunicação, visando uma melhor exatidão das informações apresentadas pela contabilidade.

As recomendações da Auditoria Interna foram propostas e sua implementação será acompanhada ao longo do exercício.

## **Relatório de Auditoria 007/13 – AUDITORIA EM CONVÊNIOS MME e FINEP**

### **OBJETIVOS**

Analisar os Convênios firmados junto ao MME, FINEP, e avaliar a adequação dos controles administrativos, o acompanhamento dos saldos e gastos e suas respectivas contabilizações, a fim de verificar a aderência às disposições legais, normas gerais e internas, bem como o devido cumprimento ao versado no convênio.

### **MONTANTE ANALISADO**

Os convênios analisados foram selecionados com base na materialidade. Verificamos os gastos e suas respectivas contabilizações, a fim de verificar a aderência às disposições legais, normas gerais e internas, bem como o devido cumprimento ao versado no convênio conforme abaixo:



**Convênio n 773762/2012 - MME – Cresesb**

**Objeto:** Manutenção e Expansão das Atividades do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. Brito.

**Valor:** R\$ 1.184.000,00

**Data a assinatura:** 24/08/2012

**Data de vencimento:** 24/08/2014

**Valor Concedente:** R\$ 800.000,00

**Valor Convenente:** R\$ 384.000,00

Verificamos 100% dos pagamentos efetuados de janeiro a março de 2013, no total de R\$ 877,46.

**Convênio n 769362/2012 - MME – META**

**Objeto:** Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral - META.

**Valor:** R\$ 59.276.345,40

**Data a assinatura:** 28/05/2012

**Data de vencimento:** 28/12/2015

**Valor Concedente:** R\$ 56.008.845,40

**Valor Convenente:** R\$ 3.267.500,00

Verificamos 100% dos pagamentos efetuados de janeiro a março de 2013, no total de R\$ 182.799,55.

**Convênio n 01.09.0539.00 - FINEP – Atlas Eólico Brasileiro**

**Objeto:** Atualização do Atlas Eólico Brasileiro

**Valor:** R\$ 1.858.996,24

**Data a assinatura:** 19/11/2009

**Data de vencimento:** 04/11/2014

**Valor Concedente:** R\$ 899.096,24

**Valor Convenente:** R\$ 959.900,00

Verificamos 95% dos pagamentos efetuados de janeiro até agosto de 2013, no total de R\$ 46.607,85.

**Convênio n 01.12.0324.00 - FINEP – Helioterm**

**Objeto:** Implantação de uma Planta Piloto de Geração Heliotérmica na região do semiárido do Brasil.

**Valor:** R\$ 18.000.000,00

**Data a assinatura:** 06/08/2012

**Data de vencimento:** 06/08/2015

**Valor Concedente FINEP:** R\$ 17.328.900,00

**Valor Concedente CNPq:** R\$ 671.100,00

**Contrapartida não financeira:**

**Valor Convenente CEPEL:** R\$ 4.266.180,00

**Valor Convenente Executor UFPE:** R\$ 1.060.200,00

**Contrapartida Financeira**

**Valor Interveniente Cofinanciador SECTEC-PE:** R\$ 5.000.000,00

Verificamos 80% dos pagamentos efetuados de janeiro até setembro de 2013, no total de R\$ 89.688,88.

## **RESULTADO DOS EXAMES**

### **RELATÓRIO Nº 007/2013 - AUDITORIA EM CONVÊNIOS MME E FINEP**

#### **RESULTADO DOS EXAMES**

Durante a realização dos trabalhos não foram identificados pontos que comprometessem os controles administrativos e o acompanhamento pela DVEC dos saldos e gastos efetuados.

Em nossos testes verificamos principalmente:

- ✓ Se a execução dos convênios estão de acordo com a Instrução Normativa nº 01/97 da Secretaria do Tesouro Nacional e Diretrizes para Aquisições de Bens, Obras e Serviços Técnicos Financiados por Empréstimos do BIRD e Créditos & Doações da AID, pelos Mutuários do Banco Mundial;
- ✓ Se a documentação dos pagamentos realizados estão de acordo com o Plano de Trabalho e cláusulas dos convênios firmados (compras nacionais e importadas);
- ✓ A conciliação bancária;
- ✓ Se a documentação apresentada possui o carimbo fazendo alusão ao número do convênio;
- ✓ As devidas publicações no Diário Oficial da União.

**Nota 1:** Não foi possível verificar as prestações de contas, tendo em vista que serão realizadas apenas no final do convênio.

**Nota 2:** O Processo Licitatório do Convênio nº 769362/2012 - MME-META, foi auditado tendo como resultado de auditoria o Relatório nº 004/2013 – Auditoria no Prejeto META-Pregão Nº 005/2012, no valor de R\$\$ 182.799,55.

#### **CONCLUSÃO:**

O resultado obtido nesta análise retrata que as despesas incorridas, foram realizadas em conformidade com os termos pactuados nos convênios MME e FINEP auditados, e estão de acordo com as normas estabelecidas pela legislação que normatiza a celebração de convênios de natureza financeira.

## **Relatório de Auditoria 008/13 – AUDITORIA EM PROCESSOS DE LICITAÇÃO**

### **OBJETIVO**

Analisar e avaliar os processos de Licitações/contratações termos aditivos, execução, pagamento e contabilização para aquisição de bens e serviços através de compras nacionais e importadas, quanto à sua execução sob a ótica legal, de eficiência, adequação e eficácia, avaliando os controles internos, os registros, o fluxo processual, a aderência às disposições legais, normas gerais e internas; incluindo as aquisições/processos que fazem parte do investimento do CEPEL de 2013; avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

## **MONTANTE ANALISADO**

### **PREGÃO:**

Foram concluídos/finalizados 12 Processos de janeiro a julho de 2013 no valor total de R\$ 1.783.263,21

- auditados 6 processos – 50%;
- % financeiro auditado – 81 % (R\$ 1.445.690,64)

<b>PREGÃO</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR CONTRATADO</b>	<b>CONTRATO / PFN N°</b>	<b>INVESTIMENTO</b>
002	Prestação de Serviço de Jardinagem	624.000,00	061/2013	Não
004	Compra de Cartuchos	5.879,00	PFN 2013/4196/A-0	Não
		74.989,98	PFN 2013/4196/B-0	Não
008	Serviços de içamento de cargas e transporte (Locação de Guindaste e Truck	423.000,00	0133/2013	Sim
009	Licença de Software	168.206,66	PFN 2013/7637/A-0	Não
015	Tratamento de Pisos do Laboratório	94.627,00	PFN 2013/14598/A-0	Sim
020	Condicionador de Ar Self Contained.	54.988,00	PFN 2013/14480/A-0	Sim

### **CONCORRÊNCIA**

Não houve licitação na modalidade de Concorrência no período de janeiro a julho de 2013.

### **TOMADA DE PREÇOS**

Foi concluído/finalizado 1 Processo no período de janeiro a julho de 2013, no valor total de R\$ 154.831,28

- auditado 1 processo – 100%;
- % financeiro auditado – 100% (R\$ 154.831,28)

<b>TOMADA DE PREÇOS</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR CONTRATADO</b>	<b>CONTRADO / PFN N°</b>	<b>INVESTIMENTO</b>
001	Fornecimento de um Painel de Medição de Resistência	154.831,28	0200/2013	Sim

### **CONVITE**

Foram concluídos/finalizados 2 Processo de janeiro a julho de 2013 no valor de R\$ 110.701,42

- auditados 2 processo – 100 %
- % financeiro auditado – 100 %

<b>CONVITE</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR CONTRATADO</b>	<b>CONTRADO / PFN N°</b>	<b>INVESTIMENTO</b>
001	Serviço de Arquitetura-Instalação de Sistema Fotovoltaico	49.900,00	PFN 2012/36540/A-0	Sim
003	Serviços especializados de Educação Musical	60.801,42	0132/2013	Não

**INEXIGIBILIDADE:**

Foram concluídos/finalizados 10 Processos de janeiro a julho de 2013, valor total de R\$ 3.015.326,43

- auditados 02 processos – 24%
- % financeiro auditado – 22% (R\$ R\$ 670.389,05)

INEXIG	DESCRIÇÃO	VALOR CONTRATADO	CONTRATO / PFN Nº	INVESTIMENTO
001	Serviços de Inspeção Técnica de fabricação das estruturas metálicas	602.778,80	026/2013	Sim
003	Software Comsol Multiphysics	67.610,25	AVI 2013/06571-DVSU	Sim

**DISPENSA:**

Foram concluídos/finalizados 42 Processos de janeiro a julho de 2013 no valor total de R\$ 11.029.925,65

- auditados 26 processos – 62%;
- % financeiro auditado – 95% (R\$ 10.493.887,64)

DISP	Contrato	Objeto	Valor do Contrato	INVESTIMENTO
7	001/2013	Apoio à atividades de Certificação de equipamentos eletroeletrônicos	R\$ 244.483,68	Não
8	002/2013	Apoio na manutenção das funcionalidades do programa PacDyn	R\$ 501.753,48	Não
9	003/2013	Apoio na manutenção das funcionalidades dos programas ANAFAS e SAPRE	R\$ 542.601,48	Não
10	004/2013	Apoio na realização de estudos à Integração Usina Belo Monte no Sist Interligado Nacional-SIN	R\$ 526.997,16	Não
11	005/2013	Apoio a atividades relacionadas ao Projeto SMART GRID	R\$ 374.690,88	Não
12	006/2013	Apoio na implementação de laboratório de medição fasorial (PMU)	R\$ 349.663,08	Não
13	007/2013	Apoio a atividades técnicas na área de eficiência energética e sustentabilidade	R\$ 479.839,32	Não
14	008/2013	Apoio para a condução dos projetos de identificação de potencial eólico	R\$ 483.217,44	Não
15	009/2013	Apoio para recapacitação do Laboratório de Corrosão	R\$ 398.356,20	Não
16	010/2013	Apoio na implementação de um conjunto de soluções de software	R\$ 416.202,00	Não
17	011/2013	Apoio na implementação de uma nova solução SAGE	R\$ 491.210,16	Não

18	012/2013	Apoio na implementação de um conjunto de recursos adicionais ao subsistema de interface com o operador do SAGE	R\$ 407.450,04	Não
19	013/2013	Apoio na implementação de uma nova e moderna infraestrutura para integração de aplicações externas ao SAGE	R\$ 430.355,40	Não
20	014/2013	Apoio na implementação de um novo aplicativo SAGE	R\$ 481.705,56	Não
21	015/2013	Apoio na implementação da camada de software da integração SAGE do módulo PREVCAR	R\$ 436.131,72	Não
22	016/2013	Apoio ao desenvolvimento do sistema SOMA	R\$ 407.878,32	Não
23	017/2013	Apoio ao desenvolvimento do sistema DIANE	R\$ 368.245,44	Não
24	018/2013	Apoio ao desenvolvimento de sistemas de monitoramento e diagnóstico	R\$ 326.697,60	Não
25	019/2013	Apoio na realização de medições e ensaios e no aperfeiçoamento dos programas computacionais	R\$ 246.309,84	Não
26	020/2013	Apoio no desenvolvimento do sistema IMA	R\$ 492.619,68	Não
27	021/2013	Apoio na administração e realização de campanhas de campo em reservatório de usina hidrelétrica	R\$ 540.934,08	Não
28	022/2013	Apoio na implementação e desenvolvimento de programas computacionais desenvolvidos para o planejamento da operação energética de curto prazo	R\$ 530.596,56	Não
29	023/2013	Apoio na implementação e desenvolvimento de um sistema de encadeamento de programas computacionais desenvolvidos para o planejamento da expansão e operação energética.	R\$ 519.598,32	Não
38	AVI-2013/19372-DVSU	Conjunto de Osciloscópio digitais	R\$ 145.610,30	Não
39	AVI-2013/25114-DVSU	Aquisição de digitalizador de 14 bits	R\$ 118.800,00	Sim
43	AVI-2013-24143-DVSU	Aquisição de ponte de medição	R\$ 231.939,90	Sim

## **RESULTADO DOS EXAMES**

<b>RELATÓRIO Nº 008/2013 - AUDITORIA EM PROCESSOS DE LICITAÇÃO</b>	
<b>RESULTADO DOS EXAMES</b>	<b>SITUAÇÃO ATUAL</b>
<p>Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que os processos de licitação e contratação para a aquisição de bens e serviços, de uma forma geral, estão adequados à legislação. Os controles internos estão sendo aplicados, porém necessitam de aprimoramento quanto à observância dos prazos para publicação no DOU, estabelecidos na legislação e a observância à Resolução de Diretoria nº 114/2011, de 21/12/11 – Limites de Delegação para Aprovação de Documentos Internos de Rotina (DIR).</p> <p>Foram verificadas as seguintes falhas de controles na auditoria realizada:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Não há aprovação/assinatura na RCP pela Diretoria;</li><li>2. Publicação do Contrato/Termo Aditivo excedeu ao prazo estipulado em Lei;</li><li>3. Não consta a publicação no Diário Oficial da União do resultado do pregão;</li><li>4. Erro de publicação no DOU.</li></ol>	<b>REGULARIZADO</b>

### **CONCLUSÃO:**

Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que os processos de licitação e contratação para a aquisição de bens e serviços, de uma forma geral, estão adequados à legislação. Os controles internos estão sendo aplicados, porém necessitam de aprimoramento quanto à observância dos prazos para publicação no DOU, estabelecidos na legislação e a observância à Resolução de Diretoria nº 114/2011, de 21/12/11 – Limites de Delegação para Aprovação de Documentos Internos de Rotina(DIR).

## **Relatório de Auditoria 009/13 – AUDITORIA EM VIAGENS NACIONAIS E INTERNACIONAIS – RDV e RDN**

### **OBJETIVOS**

Analisar e avaliar se os gastos e respectiva documentação referente a prestação de contas de viagens nacionais e internacionais (RDN-Requisição de numerários e RDV-Relatório de Despesas de Viagens) estão adequados às normas internas e legislação vigente.

### **MONTANTE ANALISADO**

Com base nos créditos efetuados na conta contábil de Adiantamento para Viagens (1.0.2.4.1.03), selecionamos os meses de março e agosto de 2013, devido à sua representatividade, conforme quadro a seguir:

	<b>JAN</b>	<b>FEV</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAI</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>TOTAL</b>
<b>CREDITO</b>	2.745,00	2.895,00	<b>7.309,15</b>	6.892,16	5.415,46	3.928,26	120,00	<b>14.224,90</b>	6.389,96	49.919,89

<b>Mês/13</b>	<b>Total de Créditos</b>	<b>Total Auditado</b>	<b>% Auditado</b>
<b>Março</b>	7.309,15	3.789,15	52%
<b>Agosto</b>	14.224,90	6.347,67	45%

Nº RDV	Mês/13	Valor R\$
7082/13	Março	760,59
5374/13	Março	240,00
6570/13	Março	200,00
4238/13	Março	730,00
6452/13	Março	640,00
5595/13	Março	1.218,56
<b>Total:</b>	<b>Março</b>	<b>3.789,15</b>
22892/13	Agosto	1.398,00
31378/13	Agosto	777,38
22963/13	Agosto	702,05
23051/13	Agosto	1.062,78
23059/13	Agosto	1.062,78
21997/13	Agosto	556,00
21882/13	Agosto	788,68
<b>Total:</b>	<b>Agosto</b>	<b>6.347,67</b>

## **RESULTADO DOS EXAMES**

### **RELATÓRIO Nº 009/2013 - AUDITORIA EM VIAGENS NACIONAIS E INTERNACIONAIS–RDV E RDN**

#### **RESULTADO DOS EXAMES**

Durante a realização dos trabalhos não foram identificados pontos que comprometessem os procedimentos adotados pela área, no que se refere à conferência dos gastos e respectiva documentação das prestações de contas de viagens nacionais e internacionais auditadas.

#### **Em nossos testes verificamos:**

- ✓ O tipo de Viagem: Nacional e ao Exterior;
- ✓ Se a prestação de contas foi feita no prazo de 7 dias úteis, conforme normas internas;
- ✓ Os cálculos da prestação de contas – RDV;
- ✓ A documentação suporte apresentada no Relatório de Despesas de Viagens-RDV;
- ✓ As autorizações – Assinaturas/Conferência nos RDV's;
- ✓ O comprovante de Depósito ou ressarcimento ao CEPEL;
- ✓ Se não existiam adiantamentos em duplicidade (Um segundo adiantamento sem a prestação de contas do primeiro).

#### **CONCLUSÃO:**

O resultado obtido nesta análise retrata que, de uma forma geral os procedimentos adotados pela área, no que se refere à conferência dos gastos e respectiva documentação das prestações de contas de viagens nacionais e internacionais auditadas, estão de acordo com as normas internas vigentes.

Apesar de alguns processos terem extrapolado a data limite para a prestação de contas (7 dias), por parte dos empregados, o andamento do processo não foi comprometido, uma vez que o sistema impede de realizar novo Adiantamento de Viagens sem a prestação de contas de adiantamento anterior.

Cabe ressaltar que a DVFN, possui procedimento interno que dispara e-mail's sistemáticos cobrando dos empregados que estão pendentes de apresentar suas prestações de contas.

## Relatório de Auditoria 010/13 – AUDITORIA EM RETENÇÕES E RECOLHIMENTO DE TRIBUTOS

### OBJETIVOS

Analisar e avaliar se os procedimentos de retenção e recolhimento das obrigações com relação aos pagamentos efetuados (CSLL, INSS, PIS, COFINS, INSS, IRRF e ISS) estão de acordo com o estabelecido em lei e normas internas.

### MONTANTE ANALISADO

Com base na conta contábil de Fornecedores de Serviços (2.0.1.1.1.05), dos meses de agosto e setembro de 2013, selecionamos as notas fiscais, pela data de pagamento, conforme quadro a seguir:

<b>EMPRESAS AUDITADAS</b>	<b>DATA NF</b>	<b>NUMERO NF</b>	<b>VALOR da NOTA FISCAL</b>
ADRV (Niterói)- Limpeza e Conservação	31/07/2013	92	35.911,47
	31/07/2013	91	70.946,93
	22/08/2013	99	70.946,93
	22/08/2013	100	35.911,47
			<b>213.716,80</b>
Lírio Paisagismo(RJ) - Serviço de Jardinagem	03/07/2013	2816	29.960,00
	03/07/2013	2815	22.040,00
	05/08/2013	2896	22.040,00
	05/08/2013	2897	29.960,00
	05/09/2013	2975	22.040,00
	05/09/2013	2976	29.960,00
			<b>156.000,00</b>
SM 21 (Rio Bonito) - Serviço de Oficina Mecânica	30/07/2013	648	25.656,15
	30/07/2013	647	50.342,29
	30/07/2013	650	74.936,20
	30/07/2013	649	13.607,83
	21/08/2013	694	13.607,83
	21/08/2013	695	74.936,20
FENIXX (RJ)- Serviço de Vigilância	18/07/2013	2208	92.080,08
	18/07/2013	2209	74.368,80
	21/08/2013	2284	94.559,04
	21/08/2013	2285	76.847,76
			<b>337.855,68</b>
SOLAZER (Belforoxo)- Serviço de Transporte de Pessoas	25/07/2013	31537	67.359,60
	26/08/2013	2338	101.001,30
	26/08/2013	31835	67.359,60
	25/07/2013	2228	101.001,30
			<b>336.721,80</b>
SANSIM (RJ) - Serviços Médicos.	22/08/2013	250	11.999,99
	22/08/2013	251	11.999,99
	23/08/2013	252	3.000,00
	23/08/2013	253	3.000,00
	23/08/2013	254	3.000,00
	23/08/2013	255	3.000,00



	23/08/2013	256	3.000,00
	23/08/2013	257	3.000,00
	23/08/2013	258	11.999,99
			<b>53.999,97</b>
TORRES Consultoria (RJ) - Serviços de Manutenção	09/08/2013	741	83.200,00
	19//08/2013	720	83.200,00
			<b>166.400,00</b>
REAL BRASIL (RJ) - Transporte de Pessoas	20/08/2013	4064	117.769,10
	20/07/2013	4009	117.769,10
			<b>235.538,20</b>
<b>TOTAL</b>			<b>1.753.318,95</b>

Verificamos também a folha de RPA de setembro de 2013.

### **RESULTADO DOS EXAMES**

<b>RELATÓRIO Nº 010/2013 - AUDITORIA EM RETENÇÃO E RECOLHIMENTO DE TRIBUTOS</b>
<b>RESULTADO DOS EXAMES</b>
<p><b>Em nossos testes verificamos:</b></p> <p>Se os valores retidos e pagos estão corretos (conferência de cálculos);</p> <p>Foram verificados os impostos e tributos das empresas e dos Autônomos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Imposto de Renda Retido na Fonte- IRRF;</li> <li>▪ Instituto Nacional do Seguro Social - INSS;</li> <li>▪ Imposto sobre Serviço de Qualquer Natureza - ISS;</li> <li>▪ Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL;</li> <li>▪ Programa de Integração Social - PIS;</li> <li>▪ Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS.</li> </ul>

<p><b>CONCLUSÃO:</b></p> <p>Durante a realização dos trabalhos não foram identificados pontos que comprometessem os procedimentos adotados pela área, no que se refere à retenção e recolhimento das obrigações com relação aos pagamentos efetuados dos impostos e contribuições (CSLL, PIS, COFINS, INSS, IRRF e ISS) auditados.</p> <p>O resultado obtido nesta análise retrata que, de uma forma geral os procedimentos adotados pela área, no que se refere à retenção e recolhimento dos impostos e contribuições, estão de acordo com o estabelecido em lei e normas internas vigentes.</p>
--

#### 9.4. Declaração de Bens e Rendas Estabelecida na Lei nº 8.730

##### ELETRONBRAS

QUADRO A.9.4.1 – DEMONSTRATIVO DO CUMPRIMENTO, POR AUTORIDADES E SERVIDORES DA UJ, DA OBRIGAÇÃO DE ENTREGAR A DBR

Detentores de Cargos e Funções Obrigados a Entregar a DBR	Situação em Relação às Exigências da Lei nº 8.730/93	Momento da Ocorrência da Obrigação de Entregar a DBR		
		Posse ou Início do Exercício de Cargo, Emprego ou Função	Final do Exercício de Cargo, Emprego ou Função	Final do Exercício Financeiro
<b>Autoridades</b> (Incisos I a VI do art. 1º da Lei nº 8.730/93)	Obrigados a entregar a DBR			
	Entregaram a DBR			
	Não cumpriram a obrigação			
<b>Cargos Eletivos</b>	Obrigados a entregar a DBR	<b>13</b>	<b>132</b>	<b>1251</b>
	Entregaram a DBR	-	57	946
	Não cumpriram a obrigação	13	75	305
<b>Funções Comissionadas</b> (Cargo, Emprego, Função de Confiança ou em comissão)	Obrigados a entregar a DBR	-	<b>45</b>	<b>227</b>
	Entregaram a DBR	-	38	196
	Não cumpriram a obrigação	-	7	31

Obs: Estamos realizando cobranças periódicas devido ao novo procedimento extensivo a todos.

## CEPEL

### QUADRO A.9.4.1 – DEMONSTRATIVO DO CUMPRIMENTO, POR AUTORIDADES E SERVIDORES DA UJ, DA OBRIGAÇÃO DE ENTREGAR A DBR

Detentores de Cargos e Funções obrigados a entregar a DBR	Situação em relação às exigências da Lei nº 8.730/93	Momento da Ocorrência da Obrigação de Entregar a DBR		
		Posse ou Início do exercício de Função ou Cargo	Final do exercício da Função ou Cargo	Final do exercício financeiro
Funções Comissionadas (Cargo, Emprego, Função de Confiança ou em comissão)	Obrigados a entregar a DBR	<b>09</b>	<b>06</b>	<b>80</b>
	Entregaram a DBR	<b>08</b>	<b>04</b>	<b>69</b>
	Não cumpriram a obrigação	<b>01</b>	<b>02</b>	<b>11</b>

Fonte: Controle na secretaria dos Conselhos e Secretaria da DVPR.

### **DBR – CONSELHOS FISCAL E DELIBERATIVO**

É enviada correspondência aos Conselheiros solicitando a DBR, citando as devidas leis/decretos responsáveis por tal obrigatoriedade, no início de dezembro do ano do Exercício, solicitando o envio até final de fevereiro do ano seguinte, para àqueles que se encontram em débito de entrega das mesmas.

É recebida em papel pela Profissional de Nível Médio Suporte IV, Rosa Maria Bastos Martins, da Diretoria Administrativa e Financeira, que dá baixa na pendência em banco de dados, arquivada lacrada, devidamente identificada, em lugar específico.

Conforme Estatuto do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, o exercício das funções de membro dos Conselhos não é remunerado, a qualquer título, pois é uma associação, nos termos do Código Civil, sem fins lucrativos. Desta forma, não é realizada nenhuma análise das DBR com o intuito de identificar eventuais incompatibilidades de patrimônio com a remuneração recebida, pois a mesma não existe.

### **DBR – EMPREGADOS EFETIVOS**

Em cumprimento das obrigações impostas pela legislação vigente, no que diz respeito à entrega da DBR pelo conjunto de titulares de função de confiança, informamos que todos (39) fizeram a entrega referente ao exercício 2013, ano calendário 2012. Caso algum titular não entregue a DBR no prazo solicitado, esta DVPR encaminha novos pedidos até a efetiva entrega. A Unidade incumbida de gerenciar a recepção das DBR's é a Divisão de

Provisão e Remuneração. Existe um gerenciamento para acompanhamento da entrega das DBR's através de planilha Excel. A forma de recepção das DBRs é em papel, colocado pelo empregado em envelope lacrado. Não há análise das DBR's com o intuito de identificar eventuais incompatibilidades. As DBRs lacradas são guardadas em local específico.

### 9.5. Responsabilidade por Ocorrência de Dano ao Erário

#### ELETOBRAS

Não houve fato que gerasse dano ao Erário que necessitasse a adoção de medidas administrativas ou tomadas de contas especiais.

#### CEPEL

#### Art. 1 QUADRO A.9.5 – MEDIDAS ADOTADAS EM CASO DE DANO AO ERÁRIO EM 2013

Casos de dano objeto de medidas administrativas internas	Tomadas de Contas Especiais							
	Não instauradas			Instauradas				
	Dispensadas		Outros Casos*	Não remetidas ao TCU				
	Débito < R\$ 75.000	Prazo > 10 anos		Arquivamento			Não enviadas > 180 dias do exercício instauração*	Remetidas ao TCU
		Recebimento Débito	Não Comprovação	Débito < R\$ 75.000				
0	0	0	0	0	0	0	0	0

Não houve no exercício de 2013, fatos que ensejassem a criação de Comissões de Inquérito com o intuito de apurar dano ao Erário, fraude ou corrupção, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

## 9.6. Inserção de Informações Referentes a Contratos e Convênios – SIASG E SICONV

ELETROBRAS

### DECLARAÇÃO

Eu, **Lúcio Alexandre Alves Soares Cruz**, CPF nº **051473787-58**, Gerente da Divisão de Suprimentos, exercido na **ELETROBRAS**, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações referentes a contratos e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2013 por esta Unidade, e institucionalmente sob minha responsabilidade, estão disponíveis e atualizadas, respectivamente, no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG.

Quanto ao registro de Convênios no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 19 da Lei nº 12.465, de 12 de agosto de 2011, e suas correspondentes em exercícios anteriores, não os registramos no SICONV, pelos motivos abaixo, extraídos de email que recebi do próprio Portal de Convênios do Ministério do Planejamento:

“[...] Concordando com seu entendimento apresentado no e-mail, os dados referentes ao Número de Empenho e Número SIAFI são imprescindíveis para realizar o cadastro dos instrumentos de transferência no SICONV, o que inviabiliza o cadastro e consequentemente a execução desses instrumentos por meio do referido Sistema.

Por fim, com relação à Lei nº 12.309, de 9 de agosto de 2010, que dispõe sobre as diretrizes para elaboração e execução da Lei Orçamentária de 2011, entendemos que o § 3º, do art. 19, excepciona estes lançamentos ao trazer a expressão “no que couber”, conforme citado abaixo:

§ 3º Os órgãos e entidades integrantes dos Orçamentos Fiscal, da Seguridade Social e de Investimento deverão disponibilizar no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG e no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, **no que couber**, informações referentes aos contratos e aos convênios ou instrumentos congêneres firmados, com a identificação das respectivas categorias de programação e fontes de recursos quando se tratar de convênios ou instrumentos congêneres, observadas as normas estabelecidas pelo Poder Executivo. **(Grifamos)**.

Diante de todo o exposto acima, entendemos que devido às referências que balizaram o desenvolvimento do SICONV hoje não cabe a aplicação do dispositivo ora citado, haja vista que o desenvolvimento do SICONV contemplou a execução dos programas oriundos do Orçamento Fiscal e da Seguridade Social, cuja operacionalização se dá por meio do SIAFI.”

Rio de Janeiro, 20 de Maio de 2014.

**Lucio Alexandre Alves Soares Cruz**  
**051473787-58**  
**Gerente da Divisão de Suprimentos –Eletrobras**

CEPEL

### **DECLARAÇÃO SIASG**

Eu, Luiz Carlos de Oliveira Costa, CPF nº 882.740.717-00, Chefe do Departamento de Logística e Operações, exercido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, declaro, junto aos órgãos de controle interno e externo que as informações referentes a contratos firmados até o ano de 2013 não estão disponíveis e atualizadas no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG.

A situação a que se refere esta matéria se mantém em relação à Declaração emitida em 17/05/2013, assinada pela Chefia da Divisão de Suprimentos do CEPEL, em razão de dificuldades técnicas de acesso ao Sistema. Objetivando solucionar o problema, foi determinado à Divisão de Suprimentos que sejam tomadas as providências necessárias, junto aos órgãos competentes externos e à Atividade de Tecnologia de Informação e Documentação do CEPEL (ATID), no sentido de que o assunto esteja resolvido até a próxima Prestação de Contas do CEPEL.

Rio de Janeiro, 09 de abril de 2014.

**Luiz Carlos de Oliveira Costa**  
**CPF nº 882.740.717-00**  
**Chefe do Departamento de Logística e Operações**

### **DECLARAÇÃO SICONV**

Eu, Orsino Borges de Oliveira Filho (Gestor de Convênio do Conveniente, nº 769362/2012), CPF nº 016.593.428-05, Assistente de Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, exercido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações (excetuando-se aquelas associadas à Prestação de Contas) referente ao convênio nº 769362/2012 e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2013 por esta Unidade estão disponíveis, porém não estão atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 17 da Lei nº 12.708, de 17 de maio de 2012 e suas correspondentes em exercícios anteriores. As informações não estão atualizadas, tendo em vista solicitações de alterações por parte do Banco Mundial e do Ministério de Minas e Energia que em função de suas naturezas não permitiram as atualizações na data de 31/12/13.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2014.

**Orsino Borges de Oliveira Filho**  
**CPF nº 016.593.428-05**  
**Assistente da Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação**

### **DECLARAÇÃO SICONV**

Eu, Patrícia de Castro da Silva (Gestora de Convênio do Convenente, nºs 721906/09 e 773762/12), CPF nº 030.093.177-86, Pesquisadora III, exercido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações (excetuando-se aquelas associadas à Prestação de Contas) referentes aos convênios nºs 721906/09 e 773762/12 e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2013 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 17 da Lei nº 12.708, de 17 de maio de 2012 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2014.

**Patrícia de Castro da Silva**

**CPF: 030.093.177-86**

**Pesquisadora III**

### **DECLARAÇÃO SICONV**

Eu, Heber Goulart Pinto, CPF nº 744.753.717-91, Assessor Administrativo e Financeiro III, exercido na Eletrobras CEPEL, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações referentes a contratos, convênios e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2013 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 17 da Lei nº 12.708, de 17 de maio de 2012 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 13 de Março de 2014.

**Heber Goulart Pinto**

**CPF: 744.753.717-91**

**Assessor Administrativo e Financeiro III**

## 10. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

### 10.1. Relacionamento com a Sociedade

#### ELETOBRAS

A Eletrobras é dotada de uma série de canais de comunicação com os empregados e com a sociedade os quais permitem que manifestações, solicitações de informações, denúncias e outras demandas sejam endereçadas à Alta Administração da empresa, via Ouvidoria.

As manifestações encaminhadas à Eletrobras são recebidas por intermédio do Canal de Ouvidoria, do Canal de Gênero e do Canal Denúncia. O Canal de Gênero é reservado às denúncias relacionadas às atitudes que possam ser configuradas como quaisquer tipos de discriminação, questões de gênero ou assédio. Já o Canal Denúncia é destinado às denúncias de práticas que possam se configurar como fraude fiscal ou possam interferir no resultado contábil da empresa.

O encaminhamento de mensagens à Ouvidoria pode ser realizado utilizando-se o correio eletrônico, por meio do *link* na *home page* da Eletrobras, fax, cartas, telefone ou pessoalmente. Em todos esses acessos é garantido ao solicitante, tanto interno quanto externo, o sigilo das informações e não é necessária sua identificação. O processo de atendimento é totalmente informatizado por meio Sistema de Gestão da Ouvidoria (SOU).

Em 2013, na Ouvidoria, em termos quantitativos, foram recebidas 2.551 manifestações. Destas, 2.398 foram solucionadas e 153 (6%) encontram-se em fase de processamento interno.

Adicionalmente, com a promulgação da Lei de Acesso à Informação (LAI), Lei 12.527, foi estruturado e implantado o Serviço de Informação ao Cidadão (SIC), segundo as orientações da Controladoria Geral da União (CGU).

No gerenciamento das demandas referentes a solicitações de informações respaldadas na LAI, foram recebidas no SIC 161 demandas, das quais 160 foram respondidas; uma encontrava-se em tramitação no fechamento do ano, e onze entraram com recurso.

#### CEPEL

O CEPEL disponibiliza em seu site os seguintes canais de acesso ao cidadão para fins de solicitações, reclamações, denúncias e sugestões:

E-mails: [sic@cepel.br](mailto:sic@cepel.br) | [cepel@cepel.br](mailto:cepel@cepel.br) | [ouvidoria@cepel.br](mailto:ouvidoria@cepel.br)

Pela *homepage*

Ouvidoria CEPEL: <http://www.cepel.br/faleconosco/ouvidoria.shtm>

Canal Denúncia Eletrobras: <http://www.eletoabras.com/canaldenuncia/>

Acesso à Informação: <http://www.cepel.br/faleconosco/sic.shtm>



## 10.2. Mecanismos para Medir a Satisfação dos Cidadãos-Usuários ou Clientes

### ELETROBRAS

Não se aplica.

### CEPEL

Como forma de medir a satisfação dos clientes dos produtos e serviços do Centro, é realizada uma pesquisa de satisfação com os clientes externos, que permite uma constante avaliação e aperfeiçoamento dos trabalhos desenvolvidos para os serviços prestados pelos laboratórios de ensaio e de calibração.

A fonte de dados do índice é um sistema informatizado, com acesso controlado por login, que encaminha a pesquisa de satisfação para todos os clientes, via mensagem eletrônica. Os dados compilados são analisados durante as reuniões de análise crítica do Sistema de Gestão da Qualidade.

## 10.3. Resultados de Pesquisas de Opinião

### ELETROBRAS

Não se aplica.

### CEPEL

NOME DO INDICADOR	DESCRIÇÃO DO INDICADOR	META	REALIZADO		
			2011	2012	2013
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	Os serviços prestados pelos laboratórios de ensaio e de calibração são avaliados por meio de uma pesquisa de satisfação de clientes externos, que tem como objetivo avaliar a satisfação de clientes e obter sugestões e críticas que permitam a constante melhoria dos serviços prestados.	4,50	4,40	4,40	4,30

## **11. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS**

### **11.1. Informações sobre a Adoção de Critérios e Procedimentos Estabelecidos pelas Normas Brasileiras de Contabilidade Aplicadas ao Setor Público NBC T 16.9 e NBC T 16.10**

#### **ELETROBRAS**

Não se aplica.

#### **CEPEL**

Não se aplica.

### **11.2. Declaração do Contador que Executou Contabilidade no SIAFI**

#### **ELETROBRAS**

Não se aplica.

#### **CEPEL**

Não se aplica.

### **11.3. Demonstrações Contábeis Previstas pela Lei nº 4.320/64**

#### **ELETROBRAS**

Não se aplica.

#### **CEPEL**

Não se aplica.

### **11.4. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas exigidas pela Lei nº 6.404/1976**

#### **ELETROBRAS**

Seguem as Demonstrações Contábeis e as Notas Explicativas da Eletrobras e do Cepel.

**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS**  
**BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013, 2012 E 01 DE JANEIRO DE 2012**  
(em milhares de Reais )

ATIVO	NOTA	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012 Reapresentado vide nota 3.1	01/01/2012 Reapresentado vide nota 3.1
<b>CIRCULANTE</b>							
Caixa e equivalente de caixa	5	1.303.236	935.627	1.396.729	3.597.583	2.501.515	3.109.844
Caixa restrito	5	879.801	3.509.323	3.034.638	879.801	3.509.323	3.034.638
Títulos e valores mobiliários	6	1.713.017	4.378.184	8.499.178	6.095.908	6.352.791	11.031.953
Clientes	7	449.452	477.104	579.433	3.587.282	4.082.695	4.069.402
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	17	759.433	-	310.960	1.168.002	318.293	1.271.365
Financiamentos e empréstimos	9	4.961.171	4.044.496	3.848.043	2.838.503	2.611.830	2.622.304
Conta de Consumo de Combustível - CCC	25	1.275.334	1.240.811	1.184.936	1.275.334	1.240.811	1.184.936
Remuneração de participações societárias	10	379.943	195.304	633.832	268.060	167.197	215.823
Tributos a recuperar	11	554.725	886.553	857.639	839.767	1.498.726	999.405
Imposto de Renda e Contribuição Social	11	1.545.376	1.088.491	736.588	1.940.005	1.227.005	898.788
Direito de ressarcimento	12	-	-	-	10.910.073	7.302.160	3.498.606
Almoxarifado	-	738	936	729	614.607	446.157	350.572
Estoque de combustível nuclear	13	-	-	-	343.730	360.751	388.663
Indenizações - Lei 12.783/2013	8	-	-	-	3.476.495	8.882.836	-
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	-	108.339	249.265	191.919
Outros	-	69.811	89.866	300.188	1.136.345	1.118.481	1.099.953
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>		<b>13.892.037</b>	<b>16.846.695</b>	<b>21.382.893</b>	<b>39.079.834</b>	<b>41.869.836</b>	<b>33.968.171</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>							
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>							
Direito de ressarcimento	12	-	-	-	1.669.583	901.029	500.333
Financiamentos e empréstimos	9	24.635.663	25.166.460	23.878.099	12.335.838	12.932.963	12.993.679
Clientes	7	-	-	-	1.310.821	1.256.685	1.295.180
Títulos e valores mobiliários	6	188.650	395.701	379.707	192.580	400.370	385.966
Estoque de combustível nuclear	13	-	-	-	507.488	481.495	435.633
Tributos a recuperar	11	-	-	-	1.990.527	1.737.406	2.293.344
Imposto de Renda e Contribuição Social	11	299.117	1.754.333	2.044.513	3.010.574	4.854.337	3.059.529
Cauções e depósitos vinculados	-	803.048	803.130	715.189	2.877.516	2.691.114	2.105.335
Conta de Consumo de Combustível - CCC	25	16.275	521.097	727.136	16.275	521.097	727.136
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	17	2.659.432	2.815.520	1.724.009	23.704.037	22.915.696	26.881.123
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	-	107.816	223.099	185.031
Adiantamentos para futuro aumento de Capital	14	382.193	2.730.178	5.673.361	490.429	70.423	4.000
Indenizações - Lei 12.783/2013	8	-	-	-	2.019.684	5.554.435	-
Outros	-	907.969	560.078	282.399	830.309	647.682	604.731
		<b>29.892.347</b>	<b>34.746.497</b>	<b>35.424.413</b>	<b>51.063.477</b>	<b>55.187.831</b>	<b>51.471.020</b>
<b>INVESTIMENTOS</b>	15	50.329.250	50.266.910	55.661.889	17.414.994	14.677.150	11.124.380
<b>IMOBILIZADO</b>	16	129.171	117.293	112.397	30.038.514	29.494.833	41.552.365
<b>INTANGÍVEL</b>	18	-	-	48.150	788.582	1.204.563	1.287.880
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>80.350.768</b>	<b>85.130.700</b>	<b>91.246.849</b>	<b>99.305.567</b>	<b>100.564.377</b>	<b>105.435.645</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>94.242.805</b>	<b>101.977.395</b>	<b>112.629.742</b>	<b>138.385.401</b>	<b>142.434.213</b>	<b>139.403.816</b>



**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS**  
**BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013, 2012 E 01 DE JANEIRO DE 2012**  
(em milhares de Reais)

	NOTA	<b>CONTROLADORA</b>			<b>CONSOLIDADO</b>		
		<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>01/01/2012</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b> Reapresentado vide nota 3.1	<b>01/01/2012</b> Reapresentado vide nota 3.1
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>							
<b>CIRCULANTE</b>							
Financiamentos e empréstimos	22	1.199.102	625.877	488.120	1.969.765	1.337.279	1.637.864
Debêntures	23	-	-	-	12.804	1.305	-
Passivo financeiro	17	-	787.115	-	-	787.115	-
Empréstimo compulsório	24	7.935	12.298	15.620	7.935	12.298	16.331
Fornecedores	20	342.778	467.804	384.676	7.740.578	6.423.074	5.487.947
Adiantamento de clientes	21	462.672	424.309	368.943	511.582	469.892	413.041
Tributos a recolher	26	49.187	17.666	40.190	839.426	814.422	819.776
Imposto de Renda e Contribuição Social	26	-	213.384	-	15.262	313.888	130.409
Conta de Consumo de Combustível - CCC	25	941.285	1.369.201	3.079.796	941.285	1.369.201	3.079.796
Remuneração aos acionistas	28	525.464	3.951.333	4.323.713	528.204	3.952.268	4.350.509
Créditos do Tesouro Nacional	29	39.494	131.047	109.050	39.494	131.047	109.050
Obrigações estimadas		47.325	9.772	21.128	1.288.713	1.173.678	772.880
Obrigações de Ressarcimento	12	583.046	650.185	710.308	8.377.400	5.988.698	1.955.966
Benefício pós-emprego	30	13.079	9.957	4.375	265.082	127.993	446.366
Provisões para contingências	31	-	-	-	23.654	28.695	30.827
Encargos Setoriais	27	-	-	-	714.862	654.230	625.069
Arrendamento mercantil	22	-	-	-	181.596	162.929	142.997
Concessões a pagar - Uso do bem Público	33	-	-	-	3.567	1.870	-
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	-	225.423	185.031	261.489
Outros		135.869	116.792	90.077	2.011.257	1.399.559	849.860
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>		<b>4.347.236</b>	<b>8.786.740</b>	<b>9.635.996</b>	<b>25.697.889</b>	<b>25.334.472</b>	<b>21.130.177</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>							
Financiamentos e empréstimos	22	20.623.906	18.012.551	17.806.158	30.506.522	25.292.871	22.377.889
Créditos do Tesouro Nacional	29	-	37.072	155.676	-	37.072	155.676
Fornecedores	20	-	-	-	791.293	-	-
Debêntures	23	-	-	-	205.878	68.015	-
Adiantamento de clientes	21	-	-	-	776.252	830.234	879.452
Empréstimo compulsório	24	358.905	321.894	211.554	358.905	321.894	211.554
Obrigações para desmobilização de ativos	32	-	-	-	1.136.342	988.490	408.712
Provisões operacionais		1.061.490	1.005.908	843.029	1.061.490	1.005.908	843.029
Conta de Consumo de Combustível - CCC	25	455.455	2.401.069	954.013	455.455	2.401.069	954.013
Provisões para contingências	31	2.496.739	1.194.704	1.446.397	5.695.104	5.100.389	4.441.168
Benefício pós-emprego	30	67.553	644.512	161.408	1.218.688	2.774.791	985.185
Provisão para passivo a descoberto em controladas	15	3.217.274	1.501.887	472.148	-	-	-
Contratos onerosos	35	-	-	96.204	3.244.335	5.155.524	96.204
Obrigações de ressarcimento	12	-	-	-	2.317.708	1.801.059	1.475.262
Arrendamento mercantil	22	-	-	-	1.891.628	1.860.104	1.775.544
Remuneração aos acionistas	28	-	-	3.143.222	-	-	3.143.222
Concessões a pagar - Uso do bem Público	33	-	-	-	60.904	71.180	63.430
Adiantamentos para futuro aumento de capital	34	174.570	161.308	148.695	174.570	161.308	171.135
Instrumentos financeiros derivativos	44	36.848	68.153	-	232.226	291.252	185.031
Encargos Setoriais	27	-	-	-	375.982	428.383	392.134
Tributos a recolher	26	-	-	-	892.950	620.397	1.081.873
Imposto de Renda e Contribuição Social	26	342.236	335.427	383.682	533.713	598.750	572.425
Outros		566.883	422.225	328.051	68.659	10.458	844.533
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>29.401.859</b>	<b>26.106.710</b>	<b>26.150.237</b>	<b>51.998.604</b>	<b>49.819.148</b>	<b>41.057.471</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>							
Capital social	37	31.305.331	31.305.331	31.305.331	31.305.331	31.305.331	31.305.331
Reservas de capital	37	26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342
Reservas de lucros	37	4.334.565	11.361.225	19.095.822	4.334.565	11.361.225	19.095.822
Ajustes de avaliação patrimonial		68.368	208.672	220.915	68.368	208.672	220.915
Dividendo Adicional Proposto		433.962	433.962	706.018	433.962	433.962	706.018
Outros resultados abrangentes acumulados		(1.696.858)	(2.273.587)	(532.919)	(1.696.858)	(2.273.587)	(532.919)
Participação de acionistas não controladores		-	-	-	195.198	196.648	372.659
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>60.493.710</b>	<b>67.083.945</b>	<b>76.843.509</b>	<b>60.688.908</b>	<b>67.280.593</b>	<b>77.216.168</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>94.242.805</b>	<b>101.977.395</b>	<b>112.629.742</b>	<b>138.385.401</b>	<b>142.434.213</b>	<b>139.403.816</b>



**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS**  
**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**  
(em milhares de Reais )

	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>39</b>	<b>2.840.238</b>	<b>2.719.441</b>	<b>23.835.644</b>	<b>28.014.296</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>					
Pessoal, Material e Serviços	41	593.774	482.169	9.244.586	7.670.823
Energia comprada para revenda	42	2.875.951	2.406.812	5.515.206	4.863.288
Encargos sobre uso da rede elétrica	42	-	-	1.560.883	1.586.809
Construção - Distribuição		-	-	1.013.684	1.345.519
Construção - Transmissão		-	-	1.797.324	1.960.474
Construção - Geração		-	-	736.855	-
Combustível para produção de energia elétrica		-	-	1.492.368	693.751
Remuneração e ressarcimento		-	-	405.809	667.923
Depreciação		6.547	6.279	1.285.351	1.528.692
Amortização		-	-	215.189	160.269
Doações e contribuições		278.839	289.954	332.031	379.002
Provisões operacionais	43	5.011.829	764.387	3.258.205	4.971.221
Plano de readequação do quadro de pessoal	30	12.674	-	256.860	-
Outras		364.053	634.579	2.089.704	1.814.116
		<b>9.143.667</b>	<b>4.584.180</b>	<b>29.204.055</b>	<b>27.641.887</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>		<b>(6.303.429)</b>	<b>(1.864.739)</b>	<b>(5.368.411)</b>	<b>372.409</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>					
<b>Receitas Financeiras</b>					
Receitas de juros, comissões e taxas		2.033.155	1.955.486	1.146.055	1.172.031
Receita de aplicações financeiras		284.660	1.213.146	556.469	1.565.875
Acréscimo moratório sobre energia elétrica		44.771	19.982	305.404	230.597
Atualizações monetárias		705.920	947.094	454.634	720.816
Variações cambiais		585.350	546.445	539.059	460.559
Remuneração das indenizações - Lei 12.783/13		-	-	441.024	211.532
Outras receitas financeiras		145.591	146.909	269.666	297.411
<b>Despesas Financeiras</b>					
Encargos de dívidas		(1.048.004)	(915.199)	(2.031.402)	(1.420.938)
Encargos de arrendamento mercantil		-	-	(379.771)	(412.152)
Encargos sobre recursos de acionistas		(180.301)	(493.149)	(189.967)	(502.178)
Perdas com derivativos		-	-	(238.938)	-
Outras despesas financeiras		(453.374)	(259.599)	(606.287)	(639.078)
		<b>2.117.768</b>	<b>3.161.115</b>	<b>265.946</b>	<b>1.684.475</b>
<b>RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETARIAS</b>		<b>(4.185.661)</b>	<b>1.296.376</b>	<b>(5.102.465)</b>	<b>2.056.884</b>
<b>RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS</b>	<b>40</b>	(787.881)	(7.531.378)	177.768	612.202
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/2013</b>		<b>(4.973.542)</b>	<b>(6.235.002)</b>	<b>(4.924.697)</b>	<b>2.669.086</b>
Efeitos - Lei 12.783/2013	2	-	-	-	(10.085.380)
<b>RESULTADO OPERACIONAL APOS DA LEI 12.783/2013</b>		<b>(4.973.542)</b>	<b>(6.235.002)</b>	<b>(4.924.697)</b>	<b>(7.416.294)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social Correntes	26	-	(213.600)	(60.424)	(67.871)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	26	(1.313.121)	(430.314)	(1.306.254)	558.513
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>(6.286.663)</b>	<b>(6.878.916)</b>	<b>(6.291.375)</b>	<b>(6.925.652)</b>
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES		(6.286.663)	(6.878.916)	(6.286.663)	(6.878.916)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES		-	-	(4.712)	(46.736)
<b>PREJUÍZO LÍQUIDO POR AÇÃO</b>	<b>38</b>	(R\$4,65)	(R\$5,09)	(R\$4,65)	(R\$5,12)



**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS**  
**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EM 30 DE JUNHO DE 2013 E DE 31 DE DEZEMBRO DE 2012**  
(em milhares de Reais )

	RESERVAS DE LUCROS					AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL REFLEXO	LUCRO / PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONTROLADORA	PATRIMÔNIO LÍQUIDO NÃO CONTROLADORES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADO
	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	LEGAL	ESTATUTÁRIAS	DIVIDENDOS ADICIONAIS						
<b>Em 01 de janeiro de 2012</b>	<b>31.305.331</b>	<b>26.048.342</b>	<b>2.233.017</b>	<b>16.862.805</b>	<b>706.018</b>	<b>220.915</b>	<b>-</b>	<b>(532.919)</b>	<b>76.843.509</b>	<b>372.659</b>	<b>77.216.168</b>
Dividendos Adicionais					(706.018)				(706.018)		(706.018)
Ajustes acumulados de conversão							11.780	11.780	11.780		11.780
Ajuste Benefício pós-emprego							(520.677)	(520.677)	(520.677)		(520.677)
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda							(197.844)	(197.844)	(197.844)		(197.844)
IR/CS diferido sobre outros resultados abrangentes							896.712	896.712	896.712		896.712
Ajuste de Controladas / Coligadas							(1.930.639)	(1.930.639)	(129.276)	(129.276)	(2.059.915)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial						(12.243)	12.243	-	-		-
Realização de reservas				(855.681)			855.681	-	-		-
Lucro (prejuízo) líquido do exercício							(6.878.916)	(6.878.916)	(46.735)	(46.735)	(6.925.651)
Dividendos propostos							(433.962)	(433.962)	(433.962)		(433.962)
Aprovação do dividendo adicional pela AGO					433.962		(433.962)	-	-		-
Absorção de prejuízos				(6.878.916)			6.878.916	-	-		-
<b>Em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>31.305.331</b>	<b>26.048.342</b>	<b>2.233.017</b>	<b>9.128.208</b>	<b>433.962</b>	<b>208.672</b>	<b>-</b>	<b>(2.273.587)</b>	<b>67.083.945</b>	<b>196.648</b>	<b>67.280.593</b>
Dividendos Adicionais					(433.962)				(433.962)		(433.962)
Ajustes acumulados de conversão							38.889	38.889	38.889		38.889
Ajuste Benefício pós-emprego							609.151	609.151	609.151		609.151
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda							(180.080)	(180.080)	(180.080)		(180.080)
IR/CS diferido sobre outros resultados abrangentes							(277.069)	(277.069)	(277.069)		(277.069)
Ajuste de Controladas / Coligadas							398.028	398.028	3.262	3.262	401.290
Instrumentos Financeiros - Hedge							(12.190)	(12.190)	-		(12.190)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial						(140.304)	127.927	(12.377)	(12.377)		(12.377)
Realização de reservas				(739.997)			739.997	-	-		-
Lucro (prejuízo) líquido do período							(6.286.663)	(6.286.663)	(4.712)	(4.712)	(6.291.375)
Dividendos propostos							(433.962)	(433.962)	(433.962)		(433.962)
Aprovação do dividendo adicional pela AGO					433.962		(433.962)	-	-		-
Absorção de prejuízos				(6.286.663)			6.286.663	-	-		-
<b>Em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>31.305.331</b>	<b>26.048.342</b>	<b>2.233.017</b>	<b>2.101.548</b>	<b>433.962</b>	<b>68.368</b>	<b>-</b>	<b>(1.696.858)</b>	<b>60.493.710</b>	<b>195.198</b>	<b>60.688.908</b>



**CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS**  
**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE DOS EXERCÍCIOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**  
 ( em milhares de Reais )

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>Exercício findo em</u>		<u>Exercício findo em</u>	
	<u>31 de dezembro</u>		<u>31 de dezembro</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
		<u>Reapresentado</u>		<u>Reapresentado</u>
Participação no resultado abrangente das subsidiárias				
<b>Lucro (prejuízo) líquido do exercício</b>	<b>(6.286.663)</b>	<b>(6.878.916)</b>	<b>(6.291.375)</b>	<b>(6.925.652)</b>
<b>Outros componentes do resultado abrangente</b>				
Ajustes acumulados de conversão	38.889	11.780	38.909	11.780
Ajuste ganhos e perdas atuariais	609.151	(520.677)	1.362.551	(2.370.677)
IR / CSLL diferidos	(207.111)	177.030	(463.267)	806.030
Ajuste de hedge de fluxo de caixa	(12.190)	-	(11.987)	-
IR / CSLL diferidos	4.145	-	4.076	-
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(180.080)	(197.844)	(244.465)	(240.662)
IR / CSLL diferidos	61.227	67.267	83.118	81.825
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	398.027	(1.930.639)	(291.211)	(37.818)
IR / CSLL diferidos	(135.329)	656.417	99.005	12.856
<b>Outros componentes do resultado abrangente do exercício</b>	<b>576.729</b>	<b>(1.736.666)</b>	<b>576.729</b>	<b>(1.736.666)</b>
<b>Total do resultado abrangente do exercício</b>	<b>(5.709.934)</b>	<b>(8.615.582)</b>	<b>(5.714.646)</b>	<b>(8.662.318)</b>
Parcela atribuída aos controladores			<b>(5.709.934)</b>	<b>(8.615.582)</b>
Parcela atribuída aos não controladores			<b>(4.712)</b>	<b>(46.736)</b>
			<b>(5.714.646)</b>	<b>(8.662.318)</b>



**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS**  
**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**  
(em milhares de Reais )

	<b>CONTROLADORA</b>		<b>CONSOLIDADO</b>	
	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b> Reapresentado
<b>1 - RECEITAS ( DESPESAS )</b>				
Venda de mercadorias, produtos e serviços	2.970.726	2.868.389	28.186.399	33.648.066
	<u>2.970.726</u>	<u>2.868.389</u>	<u>28.186.399</u>	<u>33.648.066</u>
<b>2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>				
Materiais, serviços e outros	(488.074)	(761.923)	(10.455.551)	(20.010.401)
Encargos setoriais	-	-	(870.490)	(1.723.889)
Energia comprada para revenda	(2.875.951)	(2.406.812)	(5.515.206)	(4.863.288)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	(1.492.368)	(693.751)
Provisões operacionais	(5.011.829)	(764.387)	(3.258.205)	(4.971.221)
	<u>(8.375.854)</u>	<u>(3.933.122)</u>	<u>(21.591.820)</u>	<u>(32.262.550)</u>
<b>3 - VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<u>(5.405.128)</u>	<u>(1.064.733)</u>	<u>6.594.579</u>	<u>1.385.516</u>
<b>4 - RETENÇÕES</b>				
Depreciação, amortização e exaustão	(6.547)	(6.279)	(1.500.540)	(1.688.961)
<b>5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	<u>(5.411.675)</u>	<u>(1.071.012)</u>	<u>5.094.039</u>	<u>(303.445)</u>
<b>6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>				
Participações societárias	(787.881)	(7.531.378)	177.768	612.202
Receitas financeiras	3.799.447	4.829.062	3.712.311	4.658.821
	<u>3.011.566</u>	<u>(2.702.316)</u>	<u>3.890.079</u>	<u>5.271.023</u>
<b>7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<u>(2.400.109)</u>	<u>(3.773.328)</u>	<u>8.984.118</u>	<u>4.967.578</u>
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>				
<b>PESSOAL</b>				
. Pessoal , encargos e honorários	444.239	326.533	6.404.531	4.825.974
. Plano de aposentadoria e pensão	38.188	28.292	245.623	294.669
	<u>482.427</u>	<u>354.825</u>	<u>6.650.154</u>	<u>5.120.643</u>
<b>TRIBUTOS</b>				
. Impostos, taxas e contribuições	1.443.609	792.862	4.846.943	3.419.239
	<u>1.443.609</u>	<u>792.862</u>	<u>4.846.943</u>	<u>3.419.239</u>
<b>TERCEIROS</b>				
. Encargos financeiros e aluguéis	1.681.679	1.667.947	3.446.365	2.974.346
. Doações e contribuições	278.839	289.954	332.031	379.002
	<u>1.960.518</u>	<u>1.957.901</u>	<u>3.778.396</u>	<u>3.353.348</u>
<b>ACIONISTAS</b>				
. Dividendos e juros sobre capital próprio	433.962	433.962	433.962	433.962
. Participação de acionistas não controladores	-	-	(4.712)	(46.736)
. Lucros retidos ou prejuízo do exercício	(6.720.625)	(7.312.878)	(6.720.625)	(7.312.878)
	<u>(6.286.663)</u>	<u>(6.878.916)</u>	<u>(6.291.375)</u>	<u>(6.925.652)</u>
	<u>(2.400.109)</u>	<u>(3.773.328)</u>	<u>8.984.118</u>	<u>4.967.578</u>



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>				
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>(4.973.542)</b>	<b>(6.235.002)</b>	<b>(4.924.697)</b>	<b>(7.416.292)</b>
<b>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</b>				
Depreciação e amortização	6.547	6.279	1.500.540	1.688.961
Variações monetárias/cambiais líquidas	(1.013.010)	(1.267.800)	(1.674.124)	(1.512.778)
Encargos financeiros	(1.340.907)	(1.408.027)	607.438	366.185
Receita de ativo financeiro	-	-	(552.106)	(2.852.332)
Resultado da equivalência patrimonial	787.881	7.531.378	(177.768)	(612.201)
Efeitos da Lei 12.783/2013	-	-	-	10.085.380
Provisão para passivo a descoberto	2.841.728	1.011.968	-	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	335.610	(137.495)	(457.261)	781.864
Provisão para contingências	1.585.772	(251.693)	1.399.321	579.851
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	2.428.649	1.058.940
Provisão contrato oneroso	-	-	(1.924.657)	1.636.137
Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	12.674	-	256.860	-
Provisão para perda com investimentos	142.622	162.878	142.622	187.741
Provisão para perda de ativo financeiro	-	-	791.868	-
Encargos da reserva global de reversão	347.949	367.741	347.949	367.741
Ajuste a valor presente / valor de mercado	53.371	(187.328)	94.000	(162.562)
Participação minoritária no resultado	-	-	7.139	70.812
Encargos sobre recursos de acionistas	180.301	493.149	189.967	502.178
Instrumentos financeiros - derivativos	-	-	238.938	(103.863)
Outras	273.521	243.016	559.372	1.083.216
	<u>4.214.059</u>	<u>6.564.064</u>	<u>3.778.747</u>	<u>13.165.268</u>
<b>(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais</b>				
Contas a receber	-	-	413.625	(77.127)
Títulos e valores mobiliários	2.812.303	4.105.000	404.758	4.664.758
Direito de ressarcimento	-	-	(4.376.467)	(4.204.250)
Almoxarifado	198	(207)	(168.450)	(95.585)
Estoque de combustível nuclear	-	-	(8.972)	(17.950)
Ativo financeiro - concessões de serviço público	36.229	(338.966)	36.229	(338.966)
Outros	(472.139)	(34.919)	(344.793)	(29.041)
	<u>2.376.590</u>	<u>3.730.907</u>	<u>(4.044.070)</u>	<u>(98.161)</u>
<b>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</b>				
Fornecedores	(6.924)	(24.465)	2.686.542	921.479
Adiantamento de clientes	-	-	(50.655)	(47.733)
Arrendamento mercantil	-	-	50.191	104.492
Obrigações estimadas	37.553	(11.356)	115.035	400.798
Obrigações de ressarcimento	-	-	2.744.474	4.609.446
Encargos setoriais	-	-	8.231	65.410
Outros	416.646	64.092	463.167	(341.173)
	<u>447.276</u>	<u>28.271</u>	<u>6.016.985</u>	<u>5.712.720</u>
<b>Caixa proveniente das atividades operacionais</b>	<b>2.064.383</b>	<b>4.088.241</b>	<b>826.965</b>	<b>11.363.535</b>
Pagamento de encargos financeiros	(570.721)	(543.052)	(1.305.876)	(870.754)
Pagamento de encargos da reserva global de reversão	(228.144)	(257.580)	(228.144)	(257.580)
Recebimento de receita anual permitida (ativo financeiro)	-	-	674.102	3.614.823
Recebimento de indenizações do ativo financeiro	-	-	9.819.946	-
Recebimento de encargos financeiros	1.897.351	1.846.360	1.141.486	1.162.748
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(471.641)	(403.549)	(650.161)	(995.246)
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	329.867	2.189.201	513.607	632.621
Pagamento de previdência complementar	-	-	(488.016)	(308.011)
Pagamento de contingências judiciais	(596.544)	-	(920.002)	(503.932)
Depósitos judiciais	(220.185)	(43.726)	(54.552)	(488.279)
	<u>2.204.366</u>	<u>6.875.894</u>	<u>9.329.355</u>	<u>13.349.926</u>
<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>				
Empréstimos e financiamentos obtidos	2.719.621	757	6.050.558	3.243.151
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(1.721.019)	(1.570.899)	(2.480.439)	(2.250.865)
Pagamento de remuneração aos acionistas	(4.185.077)	(4.953.887)	(4.189.709)	(4.981.948)
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	-	-	(98.522)	(110.755)
Empréstimo compulsório e reserva global de reversão	485.594	885.457	485.594	885.457
Outros	-	-	154.639	114.220
<b>Caixa líquido das atividades de financiamento</b>	<b>(2.700.881)</b>	<b>(5.638.571)</b>	<b>(77.879)</b>	<b>(3.100.740)</b>
<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>				
Concessão de empréstimos e financiamentos	(2.474.881)	(2.535.779)	(598.577)	(536.879)
Recebimento de empréstimos e financiamentos	3.778.105	2.740.085	1.999.115	1.068.623
Aquisição de ativo imobilizado	(16.509)	(9.248)	(2.141.137)	(3.737.167)
Aquisição de ativo intangível	-	-	(157.209)	(121.713)
Aquisição de ativos de concessão	-	-	(3.413.719)	(3.340.877)
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	(257.278)	(208.708)	(3.555.414)	(4.090.940)
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	(165.313)	(1.684.775)	(396.467)	(139.862)
Outros	-	-	108.000	41.301
<b>Caixa líquido das atividades de investimento</b>	<b>864.124</b>	<b>(1.698.425)</b>	<b>(8.155.408)</b>	<b>(10.857.514)</b>
<b>Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>367.609</b>	<b>(461.102)</b>	<b>1.096.068</b>	<b>(608.329)</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	935.627	1.396.729	2.501.515	3.109.844
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.303.236	935.627	3.597.583	2.501.515
	<u>367.609</u>	<u>(461.102)</u>	<u>1.096.068</u>	<u>(608.329)</u>

---

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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012**  
**(Em milhares de Reais)**

**NOTA 1 - INFORMAÇÕES GERAIS**

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

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

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

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

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

A Companhia ainda detém o controle acionário da Amazonas Energia – AmE, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição (Vide Nota 15) e da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Centrales Hidroelectricas de Centroamerica S.A.- CHC e da Rouar S.A., em regime de controle conjunto com a estatal uruguaiana Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay - UTE.

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

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

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

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

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa.

---

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

O novo regime econômico das concessões estabelecido pela Lei nº 12.783, aplicado às concessões de geração e transmissão da Companhia que foram prorrogadas, reduziram suas receitas correntes, desta forma, visando recuperar a capacidade de geração de caixa e a rentabilidade da Companhia, a Administração está colocando em prática um plano de ajuste composto por aumento de receitas e redução de custos. No que refere a aumento de receitas, busca a remuneração para os investimentos realizados com modernizações de usinas hidrelétricas e obtenção de tarifas para os investimentos realizados em sistemas de transmissão já existentes.

No contexto da redução de custos, destacam-se o Plano de Incentivo ao Desligamento (PID), (vide nota 30.2) abrangendo 4.055 empregados e a reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras. Esse plano, juntamente com a entrada em fase operacional de novas Usinas e Linhas de Transmissão, especialmente a UHE Santo Antonio, a UHE Jirau, a UHE Teles Pires e a UHE Belo Monte, além das Linhas de Transmissão do Madeira, proporcionarão a recuperação da geração de caixa e da rentabilidade da Companhia.

## **NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

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

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

• Geração de Energia Elétrica

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

\*Não examinado pelos auditores independentes

• Transmissão de Energia Elétrica

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

## II – Principais Concessões em Regime de Exploração

### • Geração de Energia Elétrica

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)**	Ano de Vencimento
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050	2022
UTE Camaçari	BA	347	2027
UHE Belo Monte *	PA	11.233	2045
UHE Tucuruí	PA	8.535	2024
UHE Samuel	RO	217	2029
UTE Rio Madeira	RO	119	2018
UTE Santana	AP	178	2019
UTE Electron	AM	121	2020
UHE Dardanelos*	MT	261	2042
UHE Mauá*	PR	363	2042
UHE Teles Pires	PA / MT	446	2046
UHE Jirau*	RO	3.750	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II	RS	446	2015
UTE Candiota III	RS	350	2041
UHE Balbina	AM	278	2027
UHE Aparecida	AM	283	2020
UTE Mauá	AM	738	2020
UTE Mauá	AM	125	2020
UTE Santa Cruz	RJ	932	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082	2020
UHE Manso*	MG	212	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	334	2041
UHE Peixe Angical*	TO	452	2036
UHE Baguari *	MG	140	2041
UHE Foz do Chapecó*	RS	855	2036
UHE Foz do Chapecó*	GO	213	2036
UTN Angra I***	RJ	640	2024***
UTN Angra II***	RJ	1.350	2041***
UTN Angra III***	RJ	1.405	40 anos***
UHE Santo Antônio*	RO	1.128	2043
UHE Piloto	PE	2,00	2015
UHE Araras	CE	4,00	2015
UHE Curemas	PA	3,52	2024
EOL São Pedro do Lago*	BA	30,00	2046
EOL Pedra Branca*	BA	30,00	2046
EOL Sete Gameleiras*	BA	30,00	2046
UHE Curuá-Uma	PA	30,30	2028

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

\*\*Não examinado pelos auditores independentes

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

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

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

\*\*Não examinado pelos auditores independentes

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

## Transmissão de Energia Elétrica

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- Linha de transmissão Camaçari IV/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 45 km e Linha de transmissão Pituauçu/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 5 km.	BA	30	2042
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 1 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km e Subestação Teixeira de Freitas II, em 230/138 kV (BA).	BA	30	2038
- Linha de transmissão Russas/Banabuiu C2 (CE), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 110 km; Linha de transmissão Touros/Ceará MirimII (RN), em 230 kV, em circuito simples,	CE / RN	30	2042
- Linhas de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, circuito 3, com extensão aproximada de 123 km, Açú/Mossoró II (RN), em 230 kV, circuito 2, com extensão aproximada de 69 km e João Câmara/Extremoz	RN	30	2040
- Linha de transmissão Paraíso/Lagoa Nova (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Lagoa Nova, em 230/69 kV (RN).	RN	30	2041
- Linha de transmissão Teresina II/Teresina III (PI), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 26 km, e Subestação Teresina III, em 230/69 kV (PI).	PI	30	2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Sapeaçu (BA), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 105 km.	BA	30	2041
- Linha de transmissão Igaporã III/Pindaí II (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 46 km; Linha de transmissão Igaporã III/Igaporã II C1 e C2 (BA), em 230 kV, em circuito	BA	30	2042
- Linha de transmissão Jardim/Nossa Senhora do socorro (SE), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 1,3 km; Linha de transmissão Messias/Maceió II (AL), em 230 kV, em circuito	SE / AL / BA	30	2042
- Linha de transmissão Morro do Chapéu/Irecê (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Morro do Chapéu, em 230/69 kV (BA).	BA	30	2041
- Linha de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, com extensão de 132,8 km.	RN	30	2037
- Linha de transmissão Recife II/Supepe II (PE), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 44 km.	PE	30	2041
- Linha de transmissão Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 32 km.	BA	30	2041
- Linhas de transmissão Sobral III/Acaraú II (CE), em 230 kV, C2, com extensão aproximada de 97 km, e Subestação Acaraú II, em 230 kV (CE).	CE	30	2040
- Subestação Arapiraca III, em 230/69 kV (AL), e linha de transmissão, em circuito duplo, Rio Largo II/Penedo, em 230 kV, com extensão aproximada de 44 km.	AL	30	2040
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km.	BA	30	2039
- Linha de transmissão Funil/Itapebi (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 198 km.	BA	30	2037
- Linha de transmissão Ibicoara/Brumado (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 94,5 km.	BA	30	2037
- Linhas de transmissão Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 115 km, e Subestação Igaporã, em 230 kV (BA).	BA	30	2040
- Linhas de transmissão Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), em 230kV, com extensão aproximada de 109 km .	PE / PB	30	2039



Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- Subestação Camaçari IV em 500 kV(BA)	BA	30	2040
- Subestação Ibiapina, em 230/69 kV (CE).	CE	30	2041
- Subestação Mirueira II, em 230/69 kV (PE) - 300MVA e Subestação Jaboatão II, em 230/69 kV (PE)- 300MVA.	PE	30	2042
- Subestação Suape II em 500 kV(PE)	PE	30	2039
- Linha de transmissão Jardim/Penedo (SE/AL), em 230 kV, com extensão aproximada de 110 km.	SE / AL	30	2038
- Linha de transmissão Milagres/Coremas (CE/PB), em 230 kV, com extensão de 119,8 km.	CE / PB	30	2035
- Linha de transmissão Milagres/Tauá (CE), em 230 kV, com extensão de 208,1 km e Subestação Tauá (CE), em 230 kV.	CE	30	2037
- Linha de transmissão Picos/Tauá (PI/CE), em 230 kV, com extensão aproximada de 183 km.	PI / CE	30	2037
- Linha de transmissão Pirapama/Suape III, com extensão de 30,8 km; e Subestação Suape III, em 230/69 kv (PE)	PE	30	2039
- Linhas de transmissão e Paulo Afonso III/Zebu (AL), em 230kV, com extensão de 10,8 km	BA / AL	30	2039
- Subestação Ibiçara em 500/230 kV(PE)	BA	30	2037
- Subestação Pólo, em 230/69 kV (BA).	BA	30	2040
Expansão da Interligação Sul - Sudeste	PR/ SP	30	2031
LT 230 kV - SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas	PI / MA	30	2039
LT 230 kV - SE São Luis II / SE São Luis III	MA	30	2038
LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta - 163km	PR	30	2042
LT 230 kV Campos Novos - Barra Grande	SC, RS	30	2032
LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama - 143km	PR	30	2042
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 1 - 17km	RO	30	2039
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 2 - 17km	RO	30	2039
LT 230 kV Monte Claro/Garibaldi 33km	RS	30	2040
LT 230 kV Nova Santa Rita - Camaquã 3 - 140km	PR	30	2042
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1 - 237,4km	RS	30	2038
LT 500 kv - LT Jorge Teixeira/ LT Lechuga	AM	30	2040
LT 500 kV - LT Presidente Dutra-São Luis II / SE Miranda II	MA	30	2039
LT 525 kV Campos Novos/Blumenau 360km	SC	30	2035
LT 525 kV Campos Novos/Nova Rita 260km	SC,RS	30	2036
LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste - 28km	PR	30	2042
LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita - 305km	PR	30	2042
LT 525 kV Ivaiporã - Londrina - 120 km	PR	30	2035
LT 525 kV Ivaiporã/Cascavel D'oeste 209km	PR	30	2034
LT 525 kV Marmeleiro - Santa Vitória dos Palmar - 52km	RS	30	2042
LT 525 kV Nova Santa rita - Povo Novo - 281km	RS	30	2042
LT 525 kV Povo Novo - Marmeleiro - 154km	RS	30	2042
LT 525 kV Salto Santiago - Itá - 190km	PR	30	2042
LT 525 kV Salto Santiago/Ivaiporã 167km	PR	30	2034
LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 500 kV	MG	30	2039
LT coletora Porto Velho/Porto Velho 17km	RO	30	2039
LT Macaé – Campos C3	RJ	30	2035
LT Mascarenhas – Linhares 230 kV – CS SE Linhares – 230/138 kV	ES	30	2040
LT Tijuco Preto – Itapeti – Nordeste 345 kV	SP	30	2036
LT Xavantes – Pirineus, CS, em 230 Kv	GO	30	2041
SE - Camaquã 3 (166 MVA)	RS	30	2042
SE - Caxias 6 (330 MVA)	RS	30	2040
SE - Curitiba leste (672 MVA)	PR	30	2042
SE - Foz do Chapecó (100 MVA)	SC	30	2040
SE - Ijuí 2 (300 MVA)	RS	30	2040
SE - Lageado Grande (83 MVA)	RS	30	2040
SE - Marmeleiro (200 MVA)	RS	30	2042
SE - Nova Petrópolis 2 (166 MVA)	RS	30	2040
SE - Povo Novo (672 MVA)	RS	30	2042
SE - Santa Vitória do Palmar (75 MVA)	RS	30	2042
SE - Umuarama (300 MVA)	RS	30	2042
SE Camaquã 3 (83 MVA)	PR	30	2042
SE Lagoa Vermelha 2	RS	30	2032
SE Santa Marta	RS	30	2032
SE Zona Oeste (Transformador 500/138 kV)	RJ	30	2042
Subestação Natal III, em 230/69kV (RN) Linha de transmissão Natal II/Natal III, com 23 km	RN	30	2039
Subestação Santa Rita II, em 230/69kV (PB)	PB	30	2039
Subestação Zebu, em 230/69kV (AL)	AL	30	2039
SPE Etau	SC/RS	30	2032
SPE Uirapuru	PR	30	2035
SPE Norte Brasil	RO/SP	30	2039
SPE Costa Oeste	PR	30	2042
SPE Marumbi	PR	30	2042
SPE TSB E	RS	30	2042
SPE TSLE	RS	30	2042
Transmissão Rede Básica	Diversos	30	2043

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

- **Distribuição de Energia**

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

\*Não examinado pelos auditores independentes

## 2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

Em 11 de janeiro de 2013, o Governo Federal emitiu a Lei nº 12.783/2013, regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

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

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

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

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

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

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

#### Impactos no negócio de distribuição em geral

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

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

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

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

#### Efeitos no resultado de 2012

<b>Distribuição</b>	<b>2012</b>
Ajuste ao Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos indenizáveis	359.182
<b>Total</b>	<b>359.182</b>

Efeitos no resultado de 2013 – Revisão Tarifária – BRR

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

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

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

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

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

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

### Efeitos no resultado de 2012

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

## Efeitos patrimoniais em 2012

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

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

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

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

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

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

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

Indenizações previstas pela Lei 12.783/2013

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

**NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS**

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

**3.1. Base de preparação**

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia, no processo de aplicação das políticas contábeis do Sistema Eletrobras. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas estão divulgadas na Nota 4.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados a concessões que foram mensurados pelo valor novo de reposição – VNR (geradoras e transmissoras) ou pela Base de Remuneração Regulatória – BRR (distribuidoras). O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

**(a) Demonstrações financeiras consolidadas**

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas conforme os requerimentos de mensuração e apresentação dos pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC (CPCs) e equivalentes nas normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*.

**(b) Demonstrações financeiras individuais**

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



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

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

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

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

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

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

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

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 são as primeiras demonstrações financeiras anuais a serem apresentadas de acordo com um pacote de cinco normas de consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações, sendo elas: IFRS 10 (CPC 36 R3), IFRS 11 (CPC 19 R2), IFRS 12 (CPC 45), IAS 27 (revisada em 2011) / CPC 35 R3 e IAS 28 (revisada em 2011) / CPC 18 R2. As referidas normas foram adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2013 e foram contempladas nestas informações anuais, com os respectivos efeitos nos períodos comparativos, quando requerido pela norma.

As principais exigências dessas cinco normas estão descritas a seguir:

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### Conciliações para as práticas contábeis anteriores

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

a) Efeitos da adoção das novas IFRSs no balanço patrimonial consolidado de 31 de dezembro de 2012 , 1º de janeiro de 2012.

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

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

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

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

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

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

---

## **(c.2) Normas novas e revisadas adotadas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas**

### **Alterações à IFRS 7 (CPC 40 R1) - Divulgações - Compensação de Ativos Financeiros e Passivos Financeiros**

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

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

### **IFRS 13 (CPC 46) Mensuração do Valor Justo**

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

IFRS 10 – Demonstrações financeiras consolidadas, IFRS 12- Divulgação de participações em outras entidades e IAS 27 – Demonstrações financeiras separadas



(alteração) - introduz alterações nas regras de consolidação, divulgação e apresentação de demonstrações separadas para empresas de investimento.

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

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

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

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

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

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

### **3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas**

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

#### **(a) Controladas**

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

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas. O controle é obtido quando a Companhia está exposta a, ou tem direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida e tem a capacidade de afetar esses retornos por meio de seu poder sobre a investida. Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Nas demonstrações contábeis individuais, a Companhia aplica os requisitos da Interpretação Técnica ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial, a qual requer que qualquer montante excedente ao custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida na data de aquisição é reconhecido

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

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

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

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

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

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

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

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

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

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

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

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

## **(b) Investimentos em coligadas**

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto.

Influência significativa é o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas e controladas em conjunto são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de

custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

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

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

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

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

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

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

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

### (d) Incorporação de Subsidiárias

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.3. Caixa e equivalente de caixa

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

### 3.4. Clientes e provisão para créditos de liquidação duvidosa

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

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

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

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

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

### **3.5. Conta de Consumo de Combustível – CCC**

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em conta bancária vinculada, e às quotas não quitadas pelos concessionários. Os valores registrados no ativo são corrigidos pela rentabilidade da aplicação e representam um caixa restrito, não podendo ser utilizado para outros propósitos.

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

### **3.6. Cauções e Depósitos Vinculados**

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

### **3.7. Almoxarifado**

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



### **3.8. Estoque de combustível nuclear**

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

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

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

### **3.9. Imobilizado**

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

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



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

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

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

### **3.9.1. Custos de empréstimos**

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

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

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

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

### **3.10. Contratos de concessão**

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

#### **I- Sistema de Tarifação**

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

## II – Concessões de Transmissão e Distribuição

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

### 1) Distribuição de energia elétrica

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

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

## 2) Transmissão de energia elétrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1) Modelo do ativo financeiro

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

2) Modelo do ativo intangível

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

3) Modelo Misto

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### III. Concessões de Geração

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

### IV. Itaipu Binacional

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

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

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

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

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

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

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

V. Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público.

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

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

### **3.11. Intangível**

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.11.2. Gastos com Estudos e Projetos

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

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

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

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

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

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



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

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

### **3.13. Ágio**

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

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

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

### **3.14. Combinações de negócios**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **3.15. Tributação**

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

#### **3.15.1. Tributos correntes**

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

#### **3.15.2. Impostos diferidos**

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

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

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

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

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

### **3.16. Instrumentos financeiros**

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

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

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

#### **3.16.1. Ativos financeiros**

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

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

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

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

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

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

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

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

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

- (b) Investimentos mantidos até o vencimento

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

- (c) Empréstimos e recebíveis

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

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

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

(d) Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

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

### 3.16.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

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

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



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

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

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

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

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

### 3.16.3. Baixa de ativos financeiros

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

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

#### 3.16.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

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

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

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

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

##### (b) Outros passivos financeiros

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

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

#### 3.16.5. Baixa de passivos financeiros

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

#### 3.16.6. Contratos de garantia financeira

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

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



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

### 3.16.7. Instrumentos financeiros derivativos

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

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

### 3.16.8. Derivativos embutidos

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

### 3.16.9. Contabilização de *hedge*

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

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

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

#### (a) *Hedges* de valor justo

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

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

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

(b) *Hedges* de fluxo de caixa

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

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

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

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

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

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

### **3.17. Benefícios pós-emprego**

#### **3.17.1. Obrigações de aposentadoria**

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

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

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

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

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

#### **3.17.2. Outras obrigações pós-emprego**

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

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

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

### 3.17.3 Benefícios de Rescisão

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

## 3.18. Provisões

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

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

### 3.18.1. Provisão para desmobilização de ativos

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

---

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

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

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

### 3.18.3. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

### **3.19. Adiantamento para futuro aumento de capital**

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

### **3.20. Capital social**

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

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

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

### **3.21. Juros sobre o capital próprio e dividendos**

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

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

### **3.22. Outros resultados abrangentes**

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

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



---

### 3.23. Reconhecimento de receita

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

#### 3.23.1. Venda de energia e serviços

##### a) Geração e Distribuição

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

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

##### b) Transmissão

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

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

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

#### 3.23.2. Receita de dividendos e juros

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

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

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

### **3.24. Arrendamento**

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

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

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

### **3.25. Subvenções governamentais**

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

### **3.26. Paradas programadas**

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

### **3.27. Apuração do resultado do exercício**

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

### **3.28. Lucro básico e lucro diluído**

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



### **3.29. Apresentação de relatórios por segmentos de negócio**

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos relatórios operacionais são fornecidos para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração, responsável pela tomada das decisões estratégicas da Companhia, que adota os seguintes segmentos:

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

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

### **3.30. Demonstração do valor adicionado - DVA**

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

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

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

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

---

## NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

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

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

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

### I. Ativo e passivo fiscal diferidos

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (Vide Nota 11).

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

A Administração da Companhia adota variáveis e premissas, em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração, para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática são aplicados julgamentos, baseados na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa. Tais julgamentos podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de concessão somente para as operações no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

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

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

A Lei 12.783/2013, promulgada em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão. Seguindo essa premissa, para as concessões já prorrogadas, foram mantidos valores a receber do poder concedente, relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, aos investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e aos ativos de geração térmica. Tais valores são objeto de homologação pela Aneel conforme divulgado na Nota 2.1. Está em audiência pública a proposta de critérios e procedimentos para valoração dos ativos não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 das concessões de transmissão de energia elétrica, o que pode afetar o valor a ser recebido a título de indenização dos ativos relacionados à RBSE (Audiência Pública nº 101/2013). A Companhia adotou definiu o valor novo de reposição (VNR), como forma de mensuração do valor a ser indenizado pelo Poder Concedente, da parcela dos ativos de geração e transmissão não totalmente depreciada até o final da concessão. Para os ativos de transmissão foi definida a Base de Remuneração Regulatória – BRR para tal mensuração.

#### Vida útil dos bens do imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, limitado ao prazo de concessão para as operações que estão no escopo do ICPC 01/IFRIC 12, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (Vide Nota 15).

### IV. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. Para determinar o valor da provisão,

---

premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (Vide Nota 32). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

V. Obrigações atuariais

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

VI. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis. (Vide Nota 31).

VII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

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

VIII. Avaliação de instrumentos financeiros

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

IX. Contratos onerosos

A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas ao custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, a estimativa crítica na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o PLD médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (Vide Nota 35).

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

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

As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 4.034, de 30 de novembro de 2001, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

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

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

## **NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**

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

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente. Os títulos CFT-E1 e os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos:

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

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2013	31/12/2012
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.322.991	2.953.652
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	IPCA	70	77
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	388.840	1.424.455
Outros	-	-	-	1.116	-
<b>TOTAL CIRCULANTE</b>	-	-	-	<b>1.713.017</b>	<b>4.378.184</b>

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

CONSOLIDADO  
CIRCULANTE

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

NÃO CIRCULANTE

Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2013	31/12/2012
NTN- B	Banco do Brasil	-	IPCA	298	199
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/15	TR	357	630
FINOR/FINAM	-	-	-	1.195	1.602
RENDIMENTOS DE PARCERIAS	-	-	-	-	146.728
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	186.972	246.888
OUTROS	-	-	-	3.758	4.323
<b>TOTAL NÃO CIRCULANTE</b>	-	-	-	<b>192.580</b>	<b>400.370</b>

a) **RENDIMENTOS DE PARCERIAS** - Referem-se aos rendimentos decorrentes de investimento em regime de parceria (Tangará Energia), correspondente a uma remuneração média equivalente à variação do IGP-M acrescido de juros de 12% ao ano sobre o capital aportado. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia decidiu constituir uma PCLD sobre o valor do rendimento de parceria com a Tangará Energia, devido o risco de continuidade apresentado nas Demonstrações Financeiras da mesma.

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

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(465.603)	(405.687)
Valor presente	186.972	246.888

c) **FINOR/FINAM** - Referem-se substancialmente a certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais destinados à projetos nas áreas de atuação das controladas Chesf e Eletronorte. A Companhia mantém provisão para perdas na sua realização, constituída com base em valor de mercado, no montante de R\$ 247.332



---

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



**NOTA 7 – CLIENTES**

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

**I - Comercialização de energia elétrica - PROINFA**

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um resultado líquido positivo no exercício de 2013 de R\$ 42.598 (31 de dezembro de 2012 – negativo em R\$ 60.122), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 449.452 do Proinfa referente à Controladora (31 de dezembro de 2012 – R\$ 477.104).

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

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

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

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

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

O montante a receber da rolagem da dívida com os estados é de R\$ 1.166.919 (R\$ 1.142.145 em 31 de dezembro de 2012).

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

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Consumidores	473.400	868.525
Revendedores	1.149.848	1.031.219
CEA	-	743.753
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.916.808</u>	<u>2.937.057</u>

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

CONSOLIDADO	
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>2.937.057</u>
(+) Constituição	338.313
( - ) Reversão	(1.131.184)
( - ) Baixa	(227.378)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>1.916.808</u>

Em junho de 2013, a Companhia de Eletricidade do Amapá S.A. (CEA) efetuou o pagamento de R\$ 319.233 diretamente à Eletrobras, conforme renegociação de dívida celebrada entre a controlada Eletronorte e a CEA, no exercício anterior. Diante deste fato, a Administração da Companhia procedeu à reversão da provisão para créditos de liquidação duvidosa junto a este cliente, no montante de R\$ 743.753. Para equalização da transação, a controlada Eletronorte realizou encontro de contas com a baixa do saldo de financiamentos e empréstimos junto à Eletrobras. O montante ainda pendente de recebimento tem estimativa de quitação em duas parcelas: uma parcela no valor de R\$ 267.619 em janeiro de 2014, (efetivamente recebida) e outra no valor de R\$ 152.287 em janeiro de 2015, em função de negociações de liberação de crédito entre a CEA, Governo do Amapá e Governo Federal com a interveniência da Caixa Econômica Federal – CEF. Vide maiores informações sobre CEA na Nota 15.4 IV a.

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

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

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos. A reversão ocorrida em 2013 refere-se basicamente à negociação junto a CEA e CERR.

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

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

## **NOTA 8 – INDENIZAÇÕES LEI 12.783/2013**

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

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

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

## NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

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

	31/12/2012							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Controladas e								
FURNAS	6,78	19.307	248.775	3.257.300	-	-	-	-
CHESF	6,95	740	34.545	93.370	-	-	-	-
ELETROSUL	6,84	5.366	70.951	1.065.900	-	-	-	-
ELETRONORTE	7,34	30.510	311.219	3.890.859	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	6,60	5.514	43.547	1.050.250	-	-	-	-
CGTEE	11,55	8.024	111.632	958.363	-	-	-	-
CEAL	8,70	2.806	77.491	341.521	-	-	-	-
BOA VISTA	8,30	237	3.520	16.833	-	-	-	-
CERON	6,65	1.836	67.099	212.307	-	-	-	-
CEPISA	8,05	3.597	104.278	471.217	-	-	-	-
ELETROACRE	11,97	994	28.610	125.350	-	-	-	-
AMAZONAS	7,82	4.914	253.925	770.150	-	-	-	-
		83.845	1.355.592	12.253.420		-	-	-
ITAIPU	7,45	-	1.271.281	10.371.354	7,45	-	1.271.281	10.371.354
CEMIG	7,12	2.134	85.068	315.893	7,12	2.134	85.068	315.893
COPEL	8,39	1.399	51.431	180.383	8,39	1.399	51.431	180.383
CEEE	6,57	341	5.821	42.745	6,57	341	5.821	42.745
AES ELETROPAULO	10,39	324.055	108.978	1.321	10,39	324.055	108.978	1.321
CELPE	6,13	211	9.911	31.048	6,13	211	9.911	31.048
CEMAT	6,27	21.953	344.384	-	6,27	21.953	344.384	-
CELTINS	6,26	9.885	112.212	-	6,26	9.885	112.212	-
ENERSUL	6,17	508	12.786	64.421	6,17	508	12.786	64.421
CELPA	6,68	52.374	51.288	411.820	6,68	52.374	51.288	411.820
CEMAR	5,89	2.247	77.605	396.921	5,89	2.247	77.605	396.921
CESP	9,36	12	47.008	110.681	9,36	12	47.008	110.681
COELCE	6,08	460	13.939	75.577	6,08	460	13.939	75.577
COSERN	6,00	60	3.080	8.852	6,00	60	3.080	8.852
COELBA	6,00	920	24.241	155.929	6,00	920	24.241	155.929
CER	8,76	3.848	13.873	10.491	8,76	3.848	13.873	10.491
CELG	5,71	542	7.178	93.657	5,71	542	7.178	93.657
ESCELSA	6,01	395	13.202	65.668	6,01	395	13.202	65.668
GLOBAL	6,00	61.330	44.100	-	6,00	61.330	44.100	-
CELESC DIST.	7,41	1.242	41.201	146.806	7,41	1.242	41.201	146.806
OUTRAS	6,36	50.675	119.994	429.472	6,36	50.679	126.763	449.396
(-) PCLD		(140.086)	(248.027)	-		(140.086)	(248.027)	-
		394.505	2.210.554	12.913.040		394.509	2.217.323	12.932.963
		478.350	3.566.146	25.166.460		394.509	2.217.323	12.932.963

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

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutualidades. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 6,44% ao ano.

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

Os valores de mercado desses ativos são equivalentes aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas, em parte, através de recursos de

Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação.

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

	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Após 2019</b>	<b>Total</b>
Controladora	1.712.411	1.713.313	1.700.889	1.680.108	1.691.751	16.137.192	24.635.663
Consolidado	857.457	857.909	851.688	841.282	847.112	8.080.391	12.335.838

## I – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

dezembro de 2012), sendo R\$ 347.597 (R\$ 434.354 em 31 de dezembro de 2012) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia.

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

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

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 494.345 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 388.113) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

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

Na composição da provisão encontram-se os créditos junto à Celpa, controlada pela Equatorial Energia, no montante de R\$ 21.228 (R\$ 37.704 em 31 de dezembro de 2012). Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa

Adicionalmente, a Companhia possui provisão sobre os créditos junto à Cemat e Celtins, controladas pelo grupo Rede e sob intervenção federal, no montante de R\$ 57.872 e R\$ 13.646 (R\$ 74.626 e R\$ 20.527 em 31 de dezembro de 2012). Tais provisões foram consideradas necessárias considerando o cenário atual de ambas que vêm apresentando dificuldades significativas econômico-financeiras para a liquidação de suas dívidas (Vide Nota 15).

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

Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>525.608</u>
(+) Complemento	166.048
(-) Reversões / baixas	<u>(303.543)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>388.113</u>
(+) Complemento	146.710
(-) Reversões / baixas	<u>(40.478)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>494.345</u>

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



## NOTA 10 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Eletrosul	62.811	15.613	-	-
Eletronorte	101.156	-	-	-
Eletropar	671	3.049	-	-
CGTEE	58.140	53.723	-	-
Itaipu	2.343	8.164	2.343	8.164
CEMAR	12.542	25.491	12.542	25.491
CELPA	-	27.513	-	27.513
CTEEP	70.460	-	70.460	-
Lajeado Energia	54.505	46.381	54.505	46.381
Enerpeixe	-	-	25.960	29.640
Baguari	-	-	1.837	9.729
Serra do Facão	-	-	2.289	-
Transenergia Renovável	-	-	9.904	-
Transenergia São Paulo	-	-	5.441	566
Goiás Transmissão	-	-	20.051	300
Chapecoense	-	-	17.054	-
IE Madeira	-	-	7.556	-
Manaus Construtora	-	-	9.377	2.970
EAPSA	-	-	3.379	3.090
Outros	17.316	15.371	25.362	13.355
	<u>379.943</u>	<u>195.304</u>	<u>268.059</u>	<u>167.197</u>



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

### I. Tributos a recuperar

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

### II. Imposto de renda e contribuição social

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

### III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

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

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

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

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

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

---

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

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

Os valores de PIS e COFINS a recuperar e ICMS a recuperar estão registrados no ativo não circulante na rubrica de tributos a recuperar.

A Companhia mantém expectativa de realizar esses créditos, sendo que de acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições deverão ser ressarcidos à CCC quando realizados, deste modo é mantido um passivo de R\$ 1.449.361 na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 12).

#### VI. Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

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

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

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

---

VII. Medida Provisória 627/2013

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

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

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

## NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

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

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

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

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

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

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

Referem-se a valores a receber e recebidos da CCC (parte a título de adiantamentos) nos respectivos períodos. A regulamentação da ANEEL referente à Lei nº 12.111/2009 encontra-se estabelecida, mas os valores de reembolso ainda não foram aprovados pelo órgão regulador, desta forma, os valores efetivamente recebidos não estão sendo baixados do Ativo e em contrapartida foi criada uma rubrica no Passivo Circulante denominada de Obrigações de Ressarcimento. Com isto, Companhia apresenta um valor a receber de R\$ 12.069.553 (R\$ 7.622.094 em 31 de dezembro de 2012) e um

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

b) Energia nuclear

Conforme previsto no parágrafo 4º do art. 12 da Lei 12.111/2009, e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e da tarifa de referência, a ser repassado para FURNAS, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição. A tarifa de referência foi definida no parágrafo 1º da citada Lei. Tais concessionárias são atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, em 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. Dessa forma, a Companhia possui um direito de ressarcimento de R\$ 510.103 (R\$ 581.095 em 31 de dezembro de 2012).

De acordo com o disposto no parágrafo 1º da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.406/2012, esse montante será pago em duodécimos pelas concessionárias a FURNAS, nos anos de 2013 a 2015, sendo recebido em 2013 o montante de R\$ 177.659.

**NOTA 13 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR**

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTE		
Elementos prontos	343.730	360.751
	<u>343.730</u>	<u>360.751</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	216.856	109.153
Concentrado de urânio	85.025	143.116
Em curso - combustível nuclear	205.607	229.226
	<u>507.488</u>	<u>481.495</u>
	<u>851.218</u>	<u>842.246</u>

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

- a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;

- b) Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica;
- c) Almojarifado, classificado no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

#### NOTA 14 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

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

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

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

**NOTA 15 – INVESTIMENTOS**

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



15.1 – Provisões para perdas em investimentos

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

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

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

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

## 15.3 - Mutação dos investimentos

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2012	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013
<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA</b>								
FURNAS	11.252.674	500.000	26.807	126	-	-	(651.482)	11.128.126
CHESF	11.622.439	-	100.100	-	-	-	(464.109)	11.258.430
ELETROSUL	4.653.342	554.840	123.142	236	-	(109.652)	264.434	5.486.342
ELETRONORTE	10.543.614	225.464	(10.092)	256	-	(101.156)	1.214.814	11.872.900
ELETRONUCLEAR	6.345.704	-	171.458	-	-	-	(687.915)	5.829.246
ELETROPAR	136.549	-	(10.687)	-	-	(8.690)	1.618	118.790
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CGTEE	210.190	74.695	89.401	(8)	-	-	(374.278)	0
ED ALAGOAS	4.119	200.962	(17.276)	-	-	-	(187.805)	-
ED RORAIMA	-	-	-	-	-	-	8.294	8.294
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	-
CEEE-GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.711
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	252.316	-	34.036	-	-	(555)	(137.244)	148.553
CTEEP	739.735	-	-	-	-	(70.460)	244.165	913.440
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE-D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	9.250	841	54	-	-	-	(996)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANGUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	52	17.058
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	409.386	228.000	-	-	-	-	(6.262)	631.123
ROUAR	-	17.788	1.071	-	-	-	(433)	18.427
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>49.070.267</b>	<b>1.707.918</b>	<b>303.456</b>	<b>610</b>	<b>(180.394)</b>	<b>(390.586)</b>	<b>(1.091.876)</b>	<b>49.419.395</b>
<b>MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA</b>								
ED PIAUI	(223.505)	477.107	(30.770)	-	-	-	(442.308)	(219.476)
ED RONDONIA	(72.768)	207.263	-	-	-	-	(323.150)	(188.655)
ED RORAIMA	(23.562)	-	2.712	-	-	-	20.850	-
AMAZONAS	(1.128.017)	279.254	11.089	-	-	-	(1.654.826)	(2.492.500)
ED ACRE	(54.035)	-	-	-	-	-	(143.489)	(197.524)
CGTEE	-	-	-	-	-	-	(97.718)	(97.718)
ED ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	(21.400)	(21.400)
<b>TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO</b>	<b>(1.501.887)</b>	<b>963.624</b>	<b>(16.969)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.662.042)</b>	<b>(3.217.274)</b>
<b>LÍQUIDO</b>	<b>47.568.380</b>	<b>2.671.542</b>	<b>286.487</b>	<b>610</b>	<b>(180.394)</b>	<b>(390.586)</b>	<b>(3.753.918)</b>	<b>46.202.121</b>

Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2012	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2012
<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA</b>								
FURNAS	13.237.136	-	(475.981)	-	-	(192.601)	(1.315.879)	11.252.674
CHESF	16.742.953	1.339.994	(247.109)	(1.685)	-	(893.837)	(5.317.877)	11.622.439
ELETROSUL	2.624.730	2.162.724	(110.703)	186	-	(89.081)	65.486	4.653.342
ELETRONORTE	10.199.453	1.125.949	(21.947)	59	-	(49.922)	(709.978)	10.543.614
ELETRONUCLEAR	6.520.292	-	(194.312)	-	-	-	19.724	6.345.704
ELETROPAR	169.135	-	(28.260)	-	-	(17.157)	12.831	136.549
ITAIPU BINACIONAL	93.790	-	8.385	-	-	-	-	102.175
CGTEE	334.348	432.966	(126.966)	41	-	(12.254)	(417.946)	210.190
CEAL	217.375	-	(126.189)	-	-	-	(87.067)	4.119
CERON	135.118	-	-	-	-	-	(207.886)	-
ELETROACRE	85.563	-	-	-	-	-	(85.563)	-
CELPA	171.370	-	-	-	-	-	(76.697)	94.673
CEEE-GT	701.628	-	51.370	-	-	13.562	(28.551)	738.009
CEMAT	522.614	-	-	-	-	6.275	(21.638)	507.251
EMAE	301.190	-	-	-	-	-	(48.874)	252.316
CTEEP	641.618	-	-	-	-	(108.026)	206.143	739.735
CEMAR	323.433	-	-	-	-	(41.197)	129.227	411.463
REDE LAJEADO	532.459	-	(24)	-	-	(65.292)	73.676	540.819
CEB LAJEADO	76.155	-	(20)	-	-	(10.651)	14.188	79.672
PAULISTA LAJEADO	27.654	-	-	-	-	(7.455)	7.227	27.425
CEEE-D	391.988	-	44.947	-	-	-	(93.060)	343.875
INAMBARI	9.738	679	185	-	-	-	(1.352)	9.250
CHC	19.090	10.029	1.886	-	-	-	(2.421)	28.584
EÓLICA MANGUE SECO	17.166	-	-	-	-	-	(159)	17.006
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	217.135	198.000	-	-	-	-	(5.750)	409.386
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>54.313.130</b>	<b>5.270.340</b>	<b>(1.224.737)</b>	<b>(1.399)</b>	<b>-</b>	<b>(1.467.637)</b>	<b>(7.892.197)</b>	<b>49.070.267</b>
<b>MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA</b>								
CEPISA	(185.154)	-	(1.863)	-	-	-	(36.488)	(223.505)
CERON	-	-	-	-	-	-	(72.768)	(72.768)
BOAVISTA	-	-	-	-	-	-	(23.562)	(23.562)
AMAZONAS	(286.994)	-	(11.821)	-	-	-	(829.203)	(1.128.018)
ELETROACRE	-	-	-	-	-	-	(54.035)	(54.035)
<b>TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO</b>	<b>(472.148)</b>	<b>-</b>	<b>(13.684)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.016.056)</b>	<b>(1.501.888)</b>
<b>LÍQUIDO</b>	<b>53.840.982</b>	<b>5.270.340</b>	<b>(1.238.421)</b>	<b>(1.399)</b>	<b>-</b>	<b>(1.467.637)</b>	<b>(8.908.253)</b>	<b>47.568.380</b>

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

## Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2012	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013
<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO</b>								
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	0
CEEE-GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.712
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	261.499	-	35.274	-	-	(575)	(142.237)	153.961
CTEEP	753.512	-	-	-	-	(71.770)	249.838	931.580
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE-D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	15.890	1.402	54	(6.126)	-	-	(2.071)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANJUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	-	52
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	1.365.096	759.696	-	-	-	-	(20.255)	2.104.537
ROUAR	-	17.788	1.071	-	-	-	-	18.827
MADEIRA ENERGIA S.A.	1.870.691	654.069	-	-	-	-	(18.678)	2.506.082
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	1.879.649	950.000	133	-	-	-	(77.642)	2.752.140
ENERPEIXE S.A.	514.735	-	-	-	-	(85.960)	96.604	525.379
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	514.112	139.651	-	-	-	(7.556)	39.720	685.927
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	476.619	21.318	-	-	-	-	27.621	525.558
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	92.988	439.396	-	-	-	-	(6.802)	525.582
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	388.108	61.250	-	-	-	905	12.007	462.170
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	303.627	-	-	-	-	(48.808)	90.568	345.387
GOIÁS TRANSMISSÃO	101.646	51.499	-	-	-	(19.751)	(1.815)	131.579
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	188.861	-	-	-	-	(31.789)	38.082	195.154
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	97.060	88.772	-	-	-	-	138	185.970
TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	6.301	157.754	-	-	-	(1.440)	4.788	167.403
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	147.902	-	-	-	-	(4.837)	17.086	160.151
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	110.078	-	-	-	-	-	3.103	113.181
MGE TRANSMISSÃO	63.431	45.570	-	-	-	201	(2.831)	106.371
BRASNORTE E TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	109.609	-	-	-	-	-	(3.688)	105.921
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.	14.956	80.850	-	-	-	-	2.853	98.659
LIVRAMENTO HOLDING S.A.	35.280	73.031	-	-	-	-	(10.963)	97.348
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	176.503	-	-	-	-	(14.483)	27.042	189.062
CIA. HIDRELÉTRICA TELES PIRES	89.816	(89.816)	-	-	-	-	-	-
BAGUARI ENERGIA S.A.	89.239	-	-	-	-	(1.837)	5.035	92.437
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	107.865	1.960	-	-	-	(9.904)	(21.680)	78.241
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	63.037	-	-	-	-	-	12.619	75.656
CHUÍ HOLDING S.A.	33.606	41.797	-	-	-	-	(193)	75.210
SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.	104.098	-	-	-	-	(16.812)	(26.544)	60.742
TDG - TRANSMISSORA DELMIRO GOUVEIA S.A.	45.183	-	-	-	-	(2.152)	6.798	49.829
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>12.911.949</b>	<b>3.401.315</b>	<b>(168.026)</b>	<b>(6.126)</b>	<b>(180.394)</b>	<b>(416.741)</b>	<b>(16.609)</b>	<b>15.525.368</b>

Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2012	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2012
-------------------------	---------------------	---------------------------	-------------------------------	--------------------------	--------------------	--	--------------------------	---------------------

<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO</b>								
ITAIPU BINACIONAL	93.790	-	8.385	-	-	-	-	102.175
CELPA	171.370	-	-	-	-	-	(76.697)	94.673
CEEE-GT	701.628	-	51.370	-	-	13.562	(28.551)	738.009
CEMAT	522.614	-	-	-	-	6.275	(21.638)	507.251
EMAE	312.150	-	-	-	-	-	(50.651)	261.499
CTEEP	641.618	-	-	-	-	(108.026)	219.920	753.512
CEMAR	323.433	-	-	-	-	(41.197)	129.227	411.463
REDE LAJEADO	532.459	-	(24)	-	-	(65.292)	73.676	540.819
CEB LAJEADO	76.155	-	(20)	-	-	(10.651)	14.188	79.672
PAULISTA LAJEADO	27.654	-	-	-	-	(7.455)	7.227	27.425
CEEE-D	391.988	-	44.947	-	-	-	(93.060)	343.875
INAMBARI	16.675	1.132	185	-	-	-	(2.102)	15.890
CHC	19.090	10.029	1.886	-	-	-	(2.421)	28.584
EÓLICA MANJUE SECO	17.166	-	-	-	-	-	(159)	17.006
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	724.746	659.736	-	-	-	-	(19.387)	1.365.096
MADEIRA ENERGIA S.A.	645.738	1.126.504	-	-	-	-	98.449	1.870.691
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	1.108.816	780.001	(463)	-	-	-	(8.705)	1.879.649
ENERPEIXE S.A.	536.652	-	-	-	-	(98.440)	76.523	514.735
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	359.756	135.240	-	-	-	-	19.116	514.112
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	310.354	180.085	-	-	-	-	(13.820)	476.619
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	35.595	332.220	8.536	-	-	(554)	12.311	388.108
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	276.365	-	-	-	-	(5.501)	32.763	303.627
GOIÁS TRANSMISSÃO	40.540	56.840	-	-	-	(300)	4.566	101.646
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	195.267	-	-	-	-	(24.021)	17.615	188.861
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	-	97.551	-	-	-	-	(491)	97.060
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	131.287	-	-	-	-	(153)	16.768	147.902
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	106.068	-	-	-	-	-	4.010	110.078
MGE TRANSMISSÃO	34.217	27.440	-	-	-	(201)	1.975	63.431
BRASNORTE E TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	105.661	-	-	-	-	-	3.948	109.609
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	157.112	-	-	-	-	(8.073)	27.464	176.503
CIA. HIDRELÉTRICA TELES PIRES	93.550	-	-	-	-	-	(3.734)	89.816
BAGUARI ENERGIA S.A.	90.346	-	-	-	-	(9.730)	8.623	89.239
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	70.821	32.830	-	-	-	-	4.214	107.865
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	47.047	4.799	-	-	-	-	11.191	63.037
CHUÍ HOLDING S.A.	-	33.887	-	-	-	-	(281)	33.606
SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.	145.463	-	-	-	-	(1.005)	(40.360)	104.098
TDG - TRANSMISSORA DELMIRO GOUVEIA S.A.	15.235	34.300	-	-	-	-	(4.352)	45.183
AMAPARI ENERGIA S.A.	34.105	-	-	-	-	(2.269)	7.354	39.190
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>9.112.530</b>	<b>3.512.594</b>	<b>114.802</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(363.032)</b>	<b>424.718</b>	<b>12.801.611</b>

## 15.4 Informações do valor de mercado das investidas

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

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

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2013	31/12/2012
Guascor	Valor de mercado	4,41%	Não divulgado	Não divulgado
TANGARÁ	Valor de mercado	25,47%	19.932	19.932
CDSA	Valor de mercado	0,13%	368	367
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	58.364	58.364
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	303.276	303.276
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	22.532	22.532
Amapari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	40,07%	109.563	79.980
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	81.638	79.273
Baguari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	30,61%	301.961	291.514
Bom Jesus	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,71%	213.072	220.497
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	92.340	28.208
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	127.069	38.771
Cachoeira	Equivalência Patrimonial	49,00%	131	Não divulgado
Caldas Novas	Equivalência Patrimonial	49,90%	21.311	12.960
Camauá I	Equivalência Patrimonial	49,00%	231	Não divulgado
Camauá II	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
Camauá III	Equivalência Patrimonial	49,00%	169	Não divulgado
Camauá V	Equivalência Patrimonial	49,00%	251	Não divulgado
Central Eólica Famosa I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.822	Não divulgado
Central Eólica Pau Brasil S.A.	Equivalência Patrimonial	9,87%	9.878	Não divulgado
Central Eólica Rosada S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.543	Não divulgado
Central Eólica São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.122	Não divulgado
Cervantes I	Equivalência Patrimonial	49,00%	169	Não divulgado
Cervantes II	Equivalência Patrimonial	49,00%	131	Não divulgado
Chapecoense Geração S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	863.468	759.068
Chui	Equivalência Patrimonial	49,00%	153.490	68.584
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	Equivalência Patrimonial	49,00%	35.980	48.561
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Equivalência Patrimonial	24,50%	Não divulgado	366.596
Construtora Integração Ltda	Equivalência Patrimonial	49,00%	91.649	82.265
Costa Oeste	Equivalência Patrimonial	49,00%	8.733	2.322
Energética Águas da Pedra S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	378.947	353.906
Energia dos Ventos I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	10.963	341
Energia dos Ventos II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	6.684	251
Energia dos Ventos III S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.880	310
Energia dos Ventos IV S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.327	441
Energia dos Ventos IX S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.731	341
Energia dos Ventos V S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.504	320
Energia dos Ventos VI S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	15.849	420
Energia dos Ventos VII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	16.000	441
Energia dos Ventos VIII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.463	320
Energia dos Ventos X S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	8.792	280
Enerpeixe	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.313.448	1.286.838
ESBR Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	6.880.352	4.699.124
Etau	Equivalência Patrimonial	27,40%	88.318	86.482
Extremoz Transmissora do Nordeste ETN S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	3.071	108
Fronteira Oeste	Equivalência Patrimonial	51,00%	10	Não divulgado
Goiás Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	460.188	207.441
Inambari Geração de Energia	Equivalência Patrimonial	19,60%	31.255	33.878
Integração Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	317.932	297.048
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.514.466	1.119.863
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	201.342	30.521
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	47.463	55.169
Livramento	Equivalência Patrimonial	49,00%	198.669	72.000
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.500	1.900
Madeira Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	39,00%	6.425.851	4.796.644
Manaus Construtora Ltda.	Equivalência Patrimonial	49,50%	18.116	79.024
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,50%	1.061.735	962.864
Marumbi	Equivalência Patrimonial	20,00%	5.755	2.850
MGE Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	217.084	129.451
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	943.204	792.059
Norte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	34,98%	4.212.159	2.732.162
Paranaíba	Equivalência Patrimonial	24,50%	72.657	Não divulgado
Pedra Branca S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	28.768	27.560
Pitumbu	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
Punaú I	Equivalência Patrimonial	49,00%	251	Não divulgado
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	83.460	36.384
Retiro Baixo Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	230.982	224.649
Santa Vitória do Palmar	Equivalência Patrimonial	49,00%	379.531	198.080
São Caetano	Equivalência Patrimonial	49,00%	269	Não divulgado
São Caetano I	Equivalência Patrimonial	49,00%	190	Não divulgado
São Galvão	Equivalência Patrimonial	49,00%	251	Não divulgado
São Pedro do Lago S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	30.852	28.770
Serra do Facão Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,47%	123.040	210.411
Sete Gameleiras S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	41.312	40.430
STN Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	398.274	385.431
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	101.690	92.209
Teles Pires Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	49,42%	1.064.632	363.628
Transenergia Goiás S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	5.022	5.127
Transenergia Renovável S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	159.676	220.133
Transenergia São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	101.290	63.908
Transirapé	Equivalência Patrimonial	24,50%	57.347	46.367
Transleste	Equivalência Patrimonial	24,00%	113.279	107.029
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	154.399	128.647
Transnorte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	76.698	53.467
Transudeste	Equivalência Patrimonial	25,00%	56.028	55.484
Triângulo Mineiro	Equivalência Patrimonial	49,00%	21.357	Não divulgado
TSBE	Equivalência Patrimonial	80,00%	209.254	7.876
TSLE	Equivalência Patrimonial	51,00%	33.139	32.904

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

## 15.5 Resumo das informações dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

### I - Ativo e Passivo

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

### II - Resultado

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

---

I - Empresas de Distribuição:

- a) Distribuição Alagoas - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL, e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2009 com vigência até 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 219.360 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 39.531), prejuízos acumulados de R\$ 583.356 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 374.151) e passivo a descoberto de R\$ 21.400 (patrimônio líquido de R\$ 4.118 em 31 de dezembro de 2012) e depende do suporte financeiro da Companhia.
- b) Distribuição Rondônia - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Rondônia mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 12 de fevereiro de 2001 e de 11 de novembro de 2005, com vencimento em 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 311.403 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 24.541), prejuízos acumulados de R\$ 1.513.778 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.190.628) e passivo a descoberto de R\$ 188.654 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 72.768) e depende do suporte financeiro da Companhia.
- c) Distribuição Piauí – detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão 04/2001 de 12 de fevereiro de 2001, com a ANEEL, com vencimento em 07 de julho de 2015. A principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 176.070 (31 de dezembro de 2012 – 54.248), prejuízos acumulados de R\$ 1.441.479 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 999.171) e passivo a descoberto de R\$ 219.477 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 223.506) e depende do suporte financeiro da Companhia.
- d) Amazonas Energia – tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (2.203,9 MW) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 2.950.392 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.949.330), prejuízos acumulados de R\$ 6.586.399 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 5.445.438) e passivo a descoberto de R\$ 2.492.502 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 1.128.019) e depende do suporte financeiro da Companhia. Está previsto para ocorrer em 2014, a desverticalização desta investida. Neste estudo está sendo considerada a transferência das atividades de geração para uma nova sociedade a ser criada no âmbito do Sistema Eletrobras.
- e) Distribuição Roraima - Detém concessão pelo Contrato 21/2001 – ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista - RR, válida até o ano de 2015. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 33.611 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 41.725), prejuízos acumulados de R\$ 674.534 (31 de dezembro de 2012



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

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização de energia elétrica para todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão 06/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 12 de fevereiro de 2001, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015. O suprimento de energia elétrica da capital, Rio Branco, e das seis localidades interligadas ao Sistema Rio Branco, é feita pela ELETRONORTE. O interior do Estado, desde 1999, através de um contrato de Comodato, vem sendo suprido pela GUASCOR do Brasil Ltda., na forma de Produtor Independente de Energia- PIE, por intermédio de Sistemas Isolados de Geração. Destaque-se que, o suprimento de energia elétrica a todo o Estado, é feito através de Termoelétricas a Diesel (100%). A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 19.921 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 39.422), prejuízos acumulados de R\$ 458.987 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 306.761) e passivo a descoberto de R\$ 209.552 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 57.325) e depende do suporte financeiro da Companhia.

## II – Empresas de Geração e Transmissão:

a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como construção da usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia foi fornecida exclusivamente para a controlada FURNAS, mediante contrato de compra e venda de energia elétrica até 31 de dezembro de 2012. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009.

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

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



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

d) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 11 subestações e 19.344 Km de linhas de alta tensão.

e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05MW e 6 usinas termelétricas, com capacidade de 479,97MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.340,02MW. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.287,13 km de linhas de transmissão, 45 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 695,89 Km de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.983,02 km de linhas de transmissão e 55 subestações.

A controlada detém o controle acionário da subsidiária integral Estação Transmissora de Energia S.A., além de participação societária em diversas Sociedades de Propósito Específico – SPE, de geração e transmissão de energia elétrica. Em 30 de dezembro de 2013, a subsidiária integral Rio Branco Transmissora de Energia S.A. foi incorporada. (Nota 3.2 item d).

f) Furnas Centrais Elétricas S.A.– FURNAS – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. O sistema de produção de energia elétrica operado por FURNAS é composto por 9 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.996 MW, e 2 usinas termelétricas com 962 MW de capacidade, totalizando 9.958 MW.

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

Sul. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 359.585 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 316.197).

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

### III - Demais Empresas

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

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

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

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

d) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras.

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

f) Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA – sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028. Além do contrato de distribuição, a CELPA possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a

exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida apresentava em 31 de dezembro de 2013 capital circulante líquido de R\$ 94.439 (31 de dezembro de 2012 – negativo em R\$ 33.510).

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do seu pedido de recuperação judicial, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial, aprovado em 01 de setembro de 2012 em assembleia geral de credores.

g) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE -a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. A investida apresentava capital circulante líquido positivo em 31 de dezembro de 2013 de R\$138.019 (31 de dezembro de 2012 R\$ 140.244).

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

i) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.- CEMAT - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Rede Energia S.A., sob intervenção federal, atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 3 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027. A investida apresentava capital circulante líquido negativo em 31 de dezembro de 2013 de R\$ 925.515 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 438.922). A investida tem apresentado dificuldades de captação e renovação de seus empréstimos e financiamentos o que vem resultando em dificuldades de liquidar o serviço da dívida, a sua amortização e liquidação de outros compromissos operacionais de curtíssimo prazo.

A ANEEL através da Resolução Autorizativa no. 3.647 de 31 de agosto de 2012, determinou cautelarmente, a intervenção administrativa na CEMAT, por um prazo de 1(um) ano, contado da edição desta resolução, podendo ser prorrogada. Por meio da Resolução Autorizativa no. 4.282 de 20 de agosto de 2013, a ANEEL prorrogou pelo prazo de 2 (dois) anos, a intervenção administrativa na CEMAT, continuando inalteradas as disposições anteriores. Adicionalmente a Companhia divulgou ao mercado em 19 de dezembro de 2012 a postergação do pagamento de juros sobre capital próprio declarados na Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2012. Este pagamento está suspenso até que seja restabelecida a capacidade financeira da Companhia.

Os planos de recuperação judicial foram apresentados em juízo no dia 15/3/2013, dentro do prazo legal, para ser submetido à deliberação das assembleias gerais de credores das empresas, a ser instaladas no prazo de até 150 (cento e cinquenta) dias, contados do deferimento do processamento dos pedidos de recuperação (art. 56, §10, da Lei de Recuperação). Esses planos, que foram divulgados aos acionistas e ao mercado na forma da regulamentação vigente, estão sujeitos às modificações que poderão ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação das próprias empresas (art. 56, §30, da Lei de Recuperação).

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

j) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 31 de dezembro de 2013, a investida apresentava capital circulante líquido positivo de R\$ 1.208.687 (31 de dezembro de 2012 – capital líquido negativo de R\$ 1.191.908).

k) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. A investida está incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento de projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações. Em 31 de dezembro de 2013, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 199.510 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 1.166.329).

#### IV – Sociedades sob Gestão

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

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebraram, em 12 de setembro de 2013, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CEA que, após implementação de todos os seus

termos, oferece uma opção de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CEA, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA, os quais serão, posteriormente, substituídos por profissionais contratados no mercado.

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

b) Companhia Energética de Roraima - CERR - a Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima - CERR. Este processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

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

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

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

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

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



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

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

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

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

#### V – Sociedades de Propósito Específico

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

No mesmo sentido, tendo em vista as necessidades de expansão dos investimentos no Setor Elétrico, as empresas controladas pela Companhia participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em diversas empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo – Investimentos. Os investimentos mais

relevantes com participação da Companhia e suas controladas em sociedades de propósito específico são os seguintes:

1 - Sistema de Transmissão Nordeste - STN

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

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

2- Empresa Transmissora do Alto Uruguai - ETAU

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

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

3 - Enerpeixe S.A.

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

Objeto - UHE Peixe Angical 452 MW - em operação

4 - Manaus Construtora Ltda.

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

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

5 - Uirapuru Transmissora de Energia

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

Objeto - LT 525KV, Ivaioira/Londrina - em operação.

6 - Energia Sustentável do Brasil

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

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

7 - Norte Brasil Transmissora de Energia

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

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

8 - Estação Transmissora de Energia

Parceiro - Eletronorte 100%

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

9 - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia

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

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

10 - Intesa - Integração Transmissora de Energia

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

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

---

11 – Energética Águas da Pedra

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

12 – Amapari Energia

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

13 - Brasnorte Transmissora de Energia

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

14 - Manaus Transmissora de Energia

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

15 – Transleste

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

16 - Transudeste

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

17 – Transirapé

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

18 – Chapecoense

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

19 - Serra do Facão Energia

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

20 - Retiro Baixo

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

21 - Baguari Energia

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



---

22 - Centroeste de Minas

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

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

23 – Santo Antonio Energia

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

Objeto - UHE Santo Antônio – em operação.

24 - IE Madeira

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

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

25 - Inambari

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

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

26 – Transenergia

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

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

27 - Norte Energia S.A.

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

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

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

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

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

29 - Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A

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

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

---

30 - TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A

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

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

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

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

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

32 - Interligação Elétrica Garanhuns S.A

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

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

33 - Chuí

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

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

34 - Livramento

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

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

35 - Santa Vitória do Palmar

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

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

36 - TSBE

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

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

37 - TSLE

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

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

38 - Marumbi

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

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

39 - Costa Oeste

---

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

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

#### 40 - Teles Pires Participações

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

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

#### 41 - Linha Verde Transmissora de Energia

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

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

#### 42 - Transmissora Matogrossense

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

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

#### 43 - Construtora Integração

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

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

#### 44 - Transporte

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

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

#### 45 - Brasventos Eolo Geradora Energia

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

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

#### 46 - Brasventos Miassaba 3 Geradora

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

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

#### 47 - Rei dos Ventos 3 Geradora

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

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

#### 48 - Luziana – Niquelândia Transmissora

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

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

---

49 - Energia dos Ventos I a X

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

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

50 - Caldas Novas

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

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

51 - Goiás Transmissão

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

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

52 - Madeira Energia S.A

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

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

53 - MGE Transmissão

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

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

54 – Triângulo Mineiro

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

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

55 – Paranaíba

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

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

56 – Central Eólica Famosa I

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

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

57 – Central Eólica Pau Brasil

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

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

58 – Central Eólica Rosada

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

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

59 – Central Eólica São Paulo

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

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

60 – Vale do São Bartolomeu

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

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

61 – Punaú I

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

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

62 – Carnaúba I

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

63 – Carnaúba II

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

64 – Carnaúba III

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

65 – Carnaúba V

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

66 – Cervantes I

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

67 – Cervantes II

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

68 – Bom Jesus

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

69 – Cachoeira

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

70 – Pitimbu

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

71 – São Caetano I

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

72 – São Caetano

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

73 – São Galvão

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

**74 – Companhia Energética Sinop S.A.**

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

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

**75 – Rouar S.A.**

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

Objeto: 1 Parque Eólico em Colônia - Uruguai

**15.6 – Ações em garantia**

Tendo em vista a Companhia ter diversas ações no âmbito do judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 31), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 6,58% (9,02% em 31 de dezembro 2012) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

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

**NOTA 16 – IMOBILIZADO**

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

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

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

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



## Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO						Saldo em 31/12/2013	
	Saldo em 31/12/2012	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Impairment	Depreciação		
<b>Geração / Comercialização</b>								
Em serviço	37.524.420	224.330	4.121.201	(37.127)	-	-	41.832.824	
Depreciação acumulada	(17.156.637)	-	-	-	-	(1.239.918)	(18.396.555)	
Em curso	8.808.361	2.490.820	(4.158.791)	(80.851)	-	-	7.059.539	
Arrendamento Mercantil	1.118.772	-	-	-	-	-	1.118.772	
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.803.142)	-	-	-	(896.283)	-	(2.699.425)	
	<u>28.491.774</u>	<u>2.715.150</u>	<u>(37.590)</u>	<u>(117.978)</u>	<u>(896.283)</u>	<u>(1.239.918)</u>	<u>28.915.155</u>	
<b>Administração</b>								
Em serviço	2.139.463	18.580	76.702	(122.415)	-	-	2.112.331	
Depreciação acumulada	(1.130.055)	-	-	-	-	(49.796)	(1.179.851)	
Em curso	486.352	302.497	(102.026)	(7.443)	-	-	679.380	
	<u>1.495.761</u>	<u>321.077</u>	<u>(25.324)</u>	<u>(129.858)</u>	<u>-</u>	<u>(49.796)</u>	<u>1.611.860</u>	
<b>(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão</b>								
Reintegração Acumulada	19.697	-	-	-	-	-	19.697	
Participação da União Federal	(177.802)	-	-	2.835	-	-	(174.967)	
Participação da União, estados e Municípios	(19.389)	-	-	-	-	-	(19.389)	
Reservas para Amortização	(81.998)	-	-	-	-	-	(81.998)	
Outros	(233.210)	(2.997)	-	-	-	4.363	(231.844)	
	<u>(492.702)</u>	<u>(2.997)</u>	<u>-</u>	<u>2.835</u>	<u>-</u>	<u>4.363</u>	<u>(488.501)</u>	
<b>TOTAL</b>	<b>29.494.833</b>	<b>3.033.230</b>	<b>(62.914)</b>	<b>(245.001)</b>	<b>(896.283)</b>	<b>(1.285.351)</b>	<b>30.038.514</b>	
	CONSOLIDADO							
	Saldo em 01/01/2012	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Impairment	Depreciação	Efeitos da Lei nº 12.783/13	Saldo em 31/12/2012
<b>Geração / Comercialização</b>								
Em serviço	55.890.685	-	1.668.354	(3.382.339)	-	(368.592)	(16.283.688)	37.524.420
Depreciação acumulada	(24.518.240)	(347.564)	(280.390)	1.789.120	-	(1.026.227)	7.226.664	(17.156.637)
Em curso	8.727.409	2.699.966	(1.374.750)	(525.771)	-	-	(718.493)	8.808.361
Arrendamento Mercantil	1.165.388	-	-	-	-	(46.616)	-	1.118.772
Provisão p/ ajustes valor recuperação ativos - impairment	(836.208)	-	-	-	(966.934)	-	-	(1.803.142)
	<u>40.429.034</u>	<u>2.352.402</u>	<u>13.214</u>	<u>(2.118.990)</u>	<u>(966.934)</u>	<u>(1.441.435)</u>	<u>(9.775.517)</u>	<u>28.491.774</u>
<b>Administração</b>								
Em serviço	2.349.747	35.959	(138.157)	(108.085)	-	-	-	2.139.463
Depreciação acumulada	(1.326.834)	(20.255)	273.556	38.505	-	(95.026)	-	(1.130.055)
Em curso	486.352	-	-	-	-	-	-	486.352
	<u>1.509.264</u>	<u>15.704</u>	<u>135.399</u>	<u>(69.580)</u>	<u>-</u>	<u>(95.026)</u>	<u>-</u>	<u>1.495.761</u>
<b>(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão</b>								
Reintegração Acumulada	16.872	-	-	-	-	2.825	-	19.697
Participação da União Federal	(177.829)	-	-	-	-	27	-	(177.802)
Participação da União, estados e Municípios	(19.389)	-	-	-	-	-	-	(19.389)
Reservas para Amortização	(81.998)	-	-	-	-	-	-	(81.998)
Outros	(123.594)	(113.045)	-	(23.930)	-	4.917	22.442	(233.210)
	<u>(385.938)</u>	<u>(113.045)</u>	<u>-</u>	<u>(23.930)</u>	<u>-</u>	<u>7.769</u>	<u>22.442</u>	<u>(492.702)</u>
<b>TOTAL</b>	<b>41.552.360</b>	<b>2.255.061</b>	<b>148.613</b>	<b>(2.212.500)</b>	<b>(966.934)</b>	<b>(1.528.692)</b>	<b>(9.753.075)</b>	<b>29.494.833</b>



**Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:**

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

**NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO**

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

I – Ativo Financeiro de Itaipu

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

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

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

a.1 – Fator de ajuste

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

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

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

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 4.977.321 em 31 de dezembro de 2013, equivalentes a US\$ 2,125,244 (31 de dezembro de 2012 – R\$

4.919.758, equivalentes a US\$ 2,407,516), dos quais R\$ 3.108.337 equivalente a US\$ 1,318,209, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

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

#### a.2 - Comercialização de energia elétrica

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

Desta forma, foi comercializado no exercício de 2013 o equivalente a 134.839 GWh, sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22.60/kW e a tarifa de repasse (venda), US\$ 26,08/kW.

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

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

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

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

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

#### b – Revisões Tarifárias Periódicas

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

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

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

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

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

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

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 21.453.174 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 20.418.469) refere-se ao ativo financeiro a realizar, devido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

## NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO						SALDO EM 31/12/2013
	SALDO EM 31/12/2012	ADIÇÕES	BAIXAS	IMPAIRMENT	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	
Vinculados à Concessão - Geração	669.007	29.256	(749)	-	(147.061)	(377.576)	172.777
Em serviço	567.706	11.457	(749)	-	(147.061)	(361.967)	69.386
Ativo Intangível	841.268	11.457	(749)	-	-	(361.771)	490.205
Amortização acumulada	(217.156)	-	-	-	(147.061)	-	(364.217)
Obrigações especiais	(56.406)	-	-	-	-	(196)	(56.602)
Impairment	-	-	-	-	-	-	-
Em curso	101.301	17.799	-	-	-	(15.709)	103.391
Ativo Intangível	116.053	17.904	-	-	-	(15.871)	118.086
Obrigações especiais	(14.752)	(105)	-	-	-	162	(14.695)
Vinculados à Concessão - Distribuição	190.555	42.576	(61.051)	256.210	(33.138)	(175.075)	220.077
Em serviço	134.022	(92)	(61.051)	174.694	(34.131)	(122.558)	90.884
Ativo Intangível	1.761.894	61	(162.901)	-	-	(131.329)	1.467.725
Amortização acumulada	(1.033.561)	-	-	-	(34.131)	-	(1.067.692)
Obrigações especiais	(387.669)	(153)	101.850	-	-	5.567	(280.405)
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-	-	-
Impairment	(206.642)	-	-	174.694	-	3.204	(28.744)
Em curso	56.533	42.668	-	81.516	993	(52.517)	129.193
Ativo Intangível	165.912	44.460	-	-	-	(56.076)	154.296
Obrigações especiais	(25.453)	(1.792)	-	-	993	3.559	(22.693)
Impairment	(83.926)	-	-	81.516	-	-	(2.410)
Vinculados à Concessão - Transmissão	-	8.113	(454)	-	(300)	-	7.359
Em serviço	-	-	(454)	-	(300)	3.006	2.252
Ativo Intangível	-	-	(454)	-	-	3.006	2.552
Amortização acumulada	-	-	-	-	(300)	-	(300)
Em curso	-	8.113	-	-	-	(3.006)	5.107
Ativo Intangível	-	8.113	-	-	-	(3.006)	5.107
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	345.001	77.264	(316)	-	(34.690)	1.108	388.369
Administração							
Em serviço	597.655	21.530	(322)	-	-	19.110	637.973
Amortização acumulada	(287.628)	-	-	-	(34.690)	-	(322.318)
Em curso	68.818	55.734	-	-	-	(18.002)	106.550
Outros	(33.844)	-	6	-	-	-	(33.836)
<b>Total</b>	<b>1.204.563</b>	<b>157.209</b>	<b>(62.570)</b>	<b>256.210</b>	<b>(215.189)</b>	<b>(551.643)</b>	<b>788.582</b>

	CONSOLIDADO						SALDO EM 31/12/2012
	SALDO EM 01/01/2012	ADIÇÕES	BAIXAS	IMPAIRMENT	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	
Vinculados à Concessão - Geração	79.774	7.341	(35)	-	(216.090)	798.017	669.007
Em serviço	29.744	4.436	(35)	-	(216.090)	749.651	567.706
Ativo Intangível	30.810	4.436	(35)	-	-	806.057	841.268
Amortização acumulada	(1.066)	-	-	-	(216.090)	-	(217.156)
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	(56.406)	(56.406)
Em curso	50.030	2.905	-	-	-	48.366	101.301
Ativo Intangível	50.030	2.905	-	-	-	63.118	116.053
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	(14.752)	(14.752)
Vinculados à Concessão - Distribuição	800.135	166.446	(104.699)	522	96.495	(768.344)	190.555
Em serviço	725.997	94.314	(102.778)	522	96.495	(680.528)	134.022
Ativo Intangível	2.470.122	94.621	(122.321)	-	-	(680.528)	1.761.894
Amortização acumulada	(1.123.564)	-	-	-	90.003	-	(1.033.561)
Obrigações especiais	(413.397)	(307)	19.543	-	6.492	-	(387.669)
Impairment	(207.164)	-	-	522	-	-	(206.642)
Em curso	74.138	72.132	(1.921)	-	-	(87.816)	56.533
Ativo Intangível	250.813	94.068	(7.517)	-	-	(171.452)	165.912
Obrigações especiais	(112.349)	(4.746)	5.596	-	-	86.046	(25.453)
Impairment	(64.326)	-	-	-	-	(19.600)	(83.926)
Contrato de concessão oneroso	-	(17.190)	-	-	-	17.190	-
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	407.971	64.378	(73.129)	-	(40.674)	(13.546)	345.001
Administração							
Em serviço	619.151	24.917	(70.779)	-	-	24.366	597.655
Amortização acumulada	(246.954)	-	-	-	(40.674)	-	(287.628)
Em curso	69.621	39.459	(2.350)	-	-	(37.912)	68.818
Outros	(33.847)	2	-	-	-	-	(33.844)
Total	1.287.880	238.165	(177.863)	522	(160.269)	16.127	1.204.563

O Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

## NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

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

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

Foram considerados as seguintes premissas:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## NOTA 20 – FORNECEDORES

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



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

## NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

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

### I – ALBRÁS

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

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

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/03/2014	de 304 a 328
BHP	01/07/2004	31/12/2024	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, equivalente ao custo correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

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

## **NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS**

### **I - Contratos obtidos pela Companhia em 2013 – Instituições Financeiras**

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

### **II) Reserva Global de Reversão (RGR)**

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

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

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

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 31 de dezembro de 2013, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 8.401.683 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 8.870.838), incluídos na rubrica Financiamentos e empréstimos, do passivo.

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

	31/12/2013							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
<b>Moeda Estrangeira</b>								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,40%	2.093	43.586	152.553	4,40%	2.222	43.586	395.070
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%	10.280	526.593	1.608.550	2,51%	10.280	526.593	1.608.550
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%	15	-	191.143	3,86%	15	-	191.143
Eximbank	2,15%	1.040	49.016	171.550	2,15%	1.040	49.016	171.550
BNP Paribas	1,53%	251	81.128	601.680	1,53%	251	81.128	601.680
Outras		583	2.371	101.817		652	3.553	106.813
		14.262	702.694	2.827.293		14.460	703.876	3.074.806
<b>Bônus</b>								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	5.360	-	702.780	7,75%	5.360	-	702.780
Vencimento 30/07/2019	6,87%	78.740	-	2.342.600	6,87%	78.740	-	2.342.600
Vencimento 27/10/2021	5,75%	48.641	-	4.099.550	5,75%	48.641	-	4.099.550
		132.741	-	7.144.930		132.741	-	7.144.930
<b>Outros</b>								
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		8	464	-
MORGAN		-	-	-		428	400	7.163
LLOYDS		-	-	-		-	22	1.115
		-	-	-		436	886	8.278
		147.003	702.694	9.972.223		147.637	704.762	10.228.014
<b>Moeda Nacional</b>								
Reserva Global de Reversão		-	-	8.401.683		-	-	8.401.683
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		13.251	100.170	1.078.525
Banco do Brasil		-	-	-		19.797	24.883	1.904.708
Caixa Econômica Federal		-	-	-		42.655	205.298	2.185.315
BNDES		99.404	250.000	2.250.000		118.286	593.027	6.708.276
		99.404	250.000	10.651.683		193.989	923.378	20.278.507
		246.407	952.694	20.623.906		341.626	1.628.140	30.506.521
<b>31/12/2012</b>								
CONTROLADORA				CONSOLIDADO				
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
<b>Moeda Estrangeira</b>								
Instituições financeiras								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,40%	2.124	38.021	171.097	4,40%	2.194	38.021	301.977
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%	12.978	330.237	1.862.530	2,51%	12.978	330.237	1.862.530
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%	2	-	35.832	3,86%	2	-	35.832
Eximbank	2,15%	1.346	52.067	234.296	2,15%	1.346	52.067	234.296
BNP Paribas	1,53%	330	70.769	595.628	1,53%	330	70.769	595.628
Outras		146	2.064	9.655		672	6.379	33.970
		16.926	493.158	2.909.038		17.522	497.473	3.064.233
<b>Bônus</b>								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	4.675	-	613.050	7,75%	4.675	-	613.050
Vencimento 30/07/2019	6,87%	68.687	-	2.043.500	6,87%	68.687	251	2.043.538
Vencimento 27/10/2021	5,75%	42.431	-	3.576.125	5,75%	42.431	-	3.576.125
		115.793	-	6.232.675		115.793	251	6.232.713
<b>Outros</b>								
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		20	810	405
LLOYDS		-	-	-		-	38	991
		-	-	-		20	848	1.396
		132.719	493.158	9.141.713		133.335	498.572	9.298.342
<b>Moeda Nacional</b>								
Reserva Global de Reversão		-	-	8.870.838		-	-	8.870.838
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		22.119	253.142	827.740
Banco do Brasil		-	-	-		8.071	21.220	961.334
Caixa Econômica Federal		-	-	-		23.342	-	823.202
BNDES		-	-	-		36.568	340.910	4.511.415
		-	-	8.870.838		90.100	615.272	15.994.529
		132.719	493.158	18.012.551		223.435	1.113.844	25.292.871

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

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

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

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

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

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

	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019	Total
Controladora	394,865	216,837	215,331	159,930	543,891	7,272,997	8,803,853
Consolidado	584,078	320,742	318,514	236,566	804,515	10,758,090	13,022,505

e) Em 30 de setembro de 2013, foi assinado o contrato de empréstimo ponte nº 0418.626-06/2013 entre a Caixa Econômica Federal e a ELETRONUCLEAR, com garantia da ELETROBRAS, no valor de R\$ 1 bilhão, destinado a aquisição de materiais, equipamentos importados e serviços estrangeiros para a construção da usina Angra 3, tendo sido sacado um montante de R\$ 200.000 até 31 de dezembro de 2013.

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

## II – Operação de arrendamento financeiro:

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

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Menos de um ano	321.758	298.231
Mais de um ano e menos de cinco anos	1.608.784	1.491.157
Mais de cinco anos	1.742.850	1.913.652
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	209.509	299.932
Obrigações brutas de arrendamento financeiro - pagamentos mínimos de arrendamento	3.882.901	4.002.972
Ajuste a valor presente	(1.809.677)	(1.979.939)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	2.073.224	2.023.033
Menos de um ano	181.596	162.929
Mais de um ano e menos de cinco anos	907.981	814.644
Mais de cinco anos	983.647	1.045.460
Valor presente dos pagamentos	2.073.224	2.023.033

## III – GARANTIAS

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

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento*	Saldo Devedor em 31/12/2013	Saldo Garantidor Eletrobras	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício			Saldo a Desembolsar Após 2016	Término da Garantia
								2014	2015	2016		
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	924.721	9.247	987.781	1.055.193	1.127.262	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	482.277	4.823	519.171	558.888	601.642	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	137.793	1.378	148.335	159.682	171.898	-	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Fiel Cumprimento	SPE	15,00%	156.915	156.915	1.569	109.841	109.841	109.841	-	30/04/2019
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.053.885	20.539	2.006.972	1.953.728	1.897.122	-	15/01/2034
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	184.274	1.843	156.302	128.308	100.313	-	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	88.699	887	76.889	65.060	53.231	-	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	69.575	696	54.779	39.968	25.156	-	15/10/2018
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.656	270.656	2.707	327.166	315.773	228.792	-	15/01/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Debêntures	SPE	24,50%	49.000	50.874	509	59.866	62.853	75.171	-	15/01/2029
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	283.411	283.902	2.839	264.666	245.447	226.226	-	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	182.417	172.786	1.728	160.546	148.275	136.004	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	182.417	172.841	1.728	160.599	148.323	136.048	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE São João	BNDES	SPE	100,00%	207.000	214.552	2.146	199.793	184.993	170.194	-	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	23.995	240	19.570	15.119	10.740	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BORE	Corporativo	100,00%	50.000	23.950	240	19.533	15.111	10.688	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	48.415	484	39.486	30.546	21.606	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	41.180	412	35.507	29.826	24.145	-	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	214.552	2.146	199.793	184.993	170.194	-	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	36.650	367	33.891	31.124	28.358	-	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	9.647	96	8.943	8.237	7.531	-	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	13.619	136	12.539	11.456	10.374	-	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	250.852	2.509	250.852	222.980	195.107	-	15/11/2023
Eletrosul	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	196.940	235.655	2.357	-	-	-	-	15/02/2036
Eletrosul	UHE Teles Pires	BNDES/BB	SPE	24,50%	294.000	235.232	2.352	-	-	-	-	15/02/2036
Eletrosul	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	160.680	183.174	1.832	-	-	-	-	31/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	24,50%	91.943	76.013	760	69.426	62.285	54.852	-	15/06/2030
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Debêntures	SPE	80,00%	120.000	123.068	1.231	123.068	-	-	-	22/09/2014
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	17.846	17.846	178	19.121	17.054	14.987	-	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	112.828	1.128	198.444	185.526	165.676	-	15/04/2016
Eletrosul	São Lus II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	10.646	106	9.671	8.695	7.720	975	15/11/2024
Eletrosul	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	31.099	311	27.320	23.541	3.779	-	15/11/2024
Eletrosul	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	68.056	681	64.167	60.278	56.389	3.889	03/06/2013
Eletrosul	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	24.416	244	22.798	21.179	19.560	1.619	10/01/2029
Eletrosul	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	306.187	3.062	279.783	178.043	76.337	76.337	15/09/2016
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	270.656	2.707	327.166	315.773	228.792	-	15/01/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Debêntures	SPE	24,50%	49.000	50.874	509	59.866	62.853	75.171	-	15/01/2029
Eletrosul	Linha Verde Transmissora	BTG Pactual	SPE	49,00%	110.250	113.321	1.133	-	-	-	-	31/01/2014
Eletrosul	Linha Verde Transmissora	BASA	SPE	49,00%	90.650	70.348	703	105.315	96.336	87.357	-	10/11/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	88.230	882	101.236	108.604	93.207	-	10/07/2030
Eletrosul	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	52.938	529	48.626	48.557	41.673	-	15/06/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.000	122.198	1.222	111.043	101.634	87.225	-	31/02/2026
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	505.477	508.103	5.081	467.124	433.158	399.193	-	30/11/2028
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	245.408	2.454	239.597	225.050	210.502	-	30/07/2031
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	222.112	2.221	223.151	223.344	222.577	-	15/10/2030
Eletrosul	Rio Branco Transmissora	BNDES	SPE	100,00%	138.000	138.894	1.389	128.412	117.929	107.446	-	15/03/2027
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.819	398	39.819	39.819	36.975	-	01/02/2029
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	37.952	380	35.012	31.945	28.878	-	15/05/2026
Eletrosul	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	1.231.729	12.317	1.315.724	1.405.517	1.501.513	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	642.393	6.424	691.536	744.438	801.388	-	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	183.541	1.835	197.582	212.697	228.968	-	15/01/2042
Eletrosul	Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantin	SPE	24,50%	30.851	32.312	323	30.270	28.229	26.188	-	30/10/2014
Eletrosul	Brasventos Miassaba 3	Votorantin	SPE	24,50%	30.984	32.532	325	30.476	28.422	26.367	-	30/10/2014
Eletrosul	Rei dos Ventos 3	Votorantin	SPE	24,50%	32.533	34.053	341	31.901	29.751	27.600	-	30/10/2014
Eletrosul	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	1.941.027	19.410	4.525.482	6.859.075	6.998.143	-	15/06/2036
Eletrosul	Angra III	CEX ECONOMICA	Corporativo	100,00%	1.050.000	201.192	2.012	-	-	-	-	30/05/2014
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.053.885	20.539	2.006.972	1.953.728	1.897.122	-	15/01/2034
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	57.350	573	65.804	70.593	60.585	-	10/07/2030
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	34.410	344	31.607	31.562	27.087	-	15/06/2032
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.000	79.429	794	72.178	66.062	56.696	-	31/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	924.721	9.247	987.781	1.055.193	1.127.262	-	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	482.277	4.823	519.171	558.888	601.642	-	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	137.793	1.378	148.335	159.682	171.898	-	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	69.277	693	72.310	75.897	77.193	-	30/06/2016
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	438.224	4.382	423.419	391.633	359.847	-	30/06/2016
Chesf	IE Madeira	Debêntures	SPE	24,50%	85.750	92.843	928	98.974	105.195	105.824	-	18/03/2025
Chesf	TOD	BNB	SPE	49,90%	58.346	46.282	463	45.798	45.042	44.198	-	01/10/2032
Chesf	Projetos Corporativos	Banco Do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	501.918	5.019	500.000	375.000	250.000	-	15/01/2034
Chesf	IE Garanhuns s/a	BNDES	SPE	49,90%	175.146	-	-	183.105	178.121	162.048	-	15/12/2028
Fumas	UHE Batalha	BNDES	Corporativa	100,00%	224.000	197.541	1.975	181.118	164.653	148.187	-	15/12/2025
Fumas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativa	100,00%	1.034.410	834.842	8.348	768.640	702.282	635.925	-	15/07/2026
Fumas	UHE Baguari	BNDES	Corporativa	15,00%	60.153	47.295	473	43.436	35.967	35.699	-	15/07/2026
Fumas	DIVERSOS	BRASIL	Corporativa	100,00%	750.000	755.982	7.560	755.977	756.277	756.277	-	31/10/2018
Fumas	Rolagem BASA 2008	BRASIL	Corporativa	100,00%	208.312	216.519	2.165	211.228	216.963	216.963	-	07/10/2018
Fumas	Projetos de Inovação	BRASIL	Corporativa	100,00%	268.503	163.480	1.635	229.145	256.775	250.734	-	15/11/2023
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES Direto	SPE	39,00%	1.206.109	1.592.901	15.929	1.605.159	1.557.191	1.494.887	-	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES Repasse	SPE	39,00%	1.186.609	1.653.209	16.532	1.667.378	1.617.134	1.551.331	-	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	FNO	SPE	39,00%	196.334	235.509	2.355	244.057	243.841	234.471	-	15/12/2030
Fumas	UHE Santo Antônio	2ª Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	173.483	1.735	286.516	303.380	320.853	-	24/01/2023
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES Suplementar Direto	SPE	39,00%	388.050	157.413	1.574	168.995	181.602	195.188	-	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES Suplementar Repasse	SPE	39,00%	388.050	157.658	1.577	170.729	185.004	200.518	-	15/03/2034
Fumas	UHE Foz do chapeco	BNDES	SPE	40,00%	435.508	474.465	4.745	440.047	404.234	369.831	-	15/09/2027
Fumas	UHE Foz do chapeco	BNDES Repasse	SPE	40,00%	217.754	240.155	2.402	222.736	204.570	187.160	-	15/09/2027
Fumas	UHE Foz do chapeco	BNDES Repasse	SPE	40,00%	4.009	3.606	36	3.344	3.072	2.811	-	15/09/2027
Fumas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.982	11.618	116	9.890	8.738	7.586	-	15/04/2023
Fumas	Serra do Faço	BNDES	SPE	49,47%	257.357	255.761	2.558	237.058	218.158	199.257	-	15/06/2027
Fumas	Goias Transmissão	Brasil - FCO	SPE	49,00%	49.000	49.385	494	49.385	49.385	49.385	-	01/12/2031
Fumas	Goias Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	48.020	49.864	499	46.202	42.531	38.859	-	15/01/2027
Fumas	MGE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	55.456	555	51.227	46.988	42.748	-	01/10/2027
Fumas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	18.963	18.109	181	16.630	15.205	13.779	-	15/08/202

liberados pelos bancos financiadores. A provisão é efetuada com base no valor justo da garantia da Eletrobras, conforme demonstrado abaixo:

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

- a) UHE Simplício - empreendimento da controlada Furnas, com capacidade instalada de geração de 333,7 MW. O empreendimento tem 100% de participação de Furnas. Assim, a garantia da Companhia é de 100% do financiamento.
- b) UHE Mauá - empreendimento com capacidade instalada de 361 MW, em parceria entre a controladora Eletrosul (49%) e a Copel (51%). Nesta UHE há dois contratos com o BNDES, o direto e o indireto, sendo a Companhia interveniente garantidora de 49% dos dois contratos.
- c) UHE Jirau - SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, CHESF e GDF Suez Energy, com capacidade instalada de 3.750MW. Para o empreendimento foram contratados dois financiamentos junto ao BNDES, sendo um direto e outro indireto, via bancos repassadores, a serem pagos em 240 meses. A Companhia é interveniente garantidora da participação de cada uma das suas controladas - Eletrosul (20%) e CHESF (20%).
- d) UHE Santo Antônio - SPE Santo Antônio Energia, formada por Furnas, CEMIG, Fundo de Investimentos em Participação Amazônica Energia - FIP, Construtora Norberto Odebrecht S/A, Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda. e Andrade Gutierrez Participações S/A, com capacidade instalada de 3.568,80 MW. A Companhia é interveniente anuente em financiamentos junto ao BNDES e ao Banco da Amazônia, limitada a interveniência à participação de Furnas (39%).
- e) UHE Foz do Chapecó - SPE Foz do Chapecó Energia, cuja usina tem capacidade instalada de 855MW, tem a Companhia como garantidora dos instrumentos contratuais junto ao BNDES, que totalizam, em substituição às Fianças Bancárias anteriormente contratadas, limitadas ao percentual de Furnas na SPE (40%).
- f) UHE Baguari - Projeto corporativo de Furnas, com 140MW de capacidade instalada. A Companhia é garantidora de 15% do contrato de financiamento junto ao BNDES.
- g) UHE Serra do Facão - SPE Serra do Facão, formada por Furnas (49,47%), Alcoa Alumínio S.A.(34,97%), DME Energética (10,09%) e Camargo Corrêa Energia S.A (5,47%) com capacidade instalada de 212,58MW. A prestação de garantia pela Companhia no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.

- h) Norte Brasil Transmissora de Energia – SPE, com participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.412 km.
- i) Manaus Transmissora de Energia – SPE, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar e operar 4 subestações e uma linha de transmissão de 586 km (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). A Companhia presta garantias em dois financiamentos neste empreendimento (BASA e BNDES).
- j) Mangue Seco 2 – SPE com participação de 49% da Companhia e 51% da Petrobras para construção e operação de três usinas eólicas em Guararé, no Rio Grande do Norte. Neste empreendimento há prestação de garantia pela Companhia, proporcional a sua participação no contrato de financiamento de longo prazo junto ao BNB.
- k) UHE Batalha – Empreendimento corporativo de Furnas com capacidade de gerar 52,5MW, com financiamento junto ao BNDES. A Companhia figura como garantidora do referido contrato.
- l) IE Madeira - SPE Interligação Elétrica do Madeira, com participações de Furnas (24,5%) e Chesf (24,5%). Neste empreendimento, há contra garantia da Companhia nos Contratos de Fiança Bancária, em garantia ao empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no limite de participação de suas controladas. Há ainda um empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no qual a Companhia figura como interveniente, na proporção de suas controladas.
- m) UHE Belo Monte – SPE Norte Energia, com capacidade instalada de 11.233 MW, de Chesf (15%), Eletronorte (19,98%) e Eletrobras (15%), além de outros sócios. Prestação de garantia da Companhia em favor da SPE para as obrigações junto à seguradora JMALUCELLI, no âmbito do contrato de seguro garantia. A Companhia é também interveniente em um empréstimo de curto prazo firmado junto ao BNDES.
- n) Angra III – A Companhia é garantidora no financiamento da Eletronuclear junto ao BNDES, para a construção do empreendimento corporativo da UTN Angra III.

### **NOTA 23 – DEBÊNTURES**

Referem-se a debêntures não conversíveis emitidas pela controlada Eletronorte no valor de R\$ 218.682 (R\$ 69.320 em 31 de dezembro de 2012), remuneradas pela variação da TJLP acrescida de 0,15% ao ano, com vencimento em 10 de julho 2031.

### **NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO**

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



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

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

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do IPCA-E, e correspondem, em 31 de dezembro de 2013, a R\$ 366.840 (31 de dezembro de 2012- R\$ 334.192), dos quais R\$ 358.905 no não circulante (31 de dezembro de 2012 - R\$ 321.894).

#### I - Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia

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

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

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

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

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

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

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

	CONTROLADORA	
	31/12/2013	31/12/2012
<b>CIRCULANTE</b>		
Juros a Pagar	7.935	12.298
	<u>7.935</u>	<u>12.298</u>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Créditos arrecadados	358.905	321.894
<b>TOTAL</b>	<u>366.840</u>	<u>334.192</u>

## **NOTA 25 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC**

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

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

Conta Consumo de Combustíveis - CCC

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



---

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

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

a) Tributos a recolher

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

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

b) Imposto de renda e contribuição social

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

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

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

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

d) Incentivos Fiscais - SUDENE

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

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão (ambos assinados pela CHESF), o direito ao incentivo da redução de 75%

do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%. No exercício findo em 31 de dezembro de 2013 a CHESF não usufruiu dos benefícios.

e) Parcelamento Especial - PAES

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

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

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

**NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS**

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>		
Quota RGR	273.705	124.401
Quota CCC	-	30.695
Quota CDE	1.661	11.152
Quota PROINFA	22.181	23.012
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	78.494	85.950
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	3.789	6.088
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	297.131	329.591
Programa de Eficiência Energética - PEE	32.900	37.967
Outros	5.001	5.374
	714.862	654.230
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
Quota RGR	32.376	32.177
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	300.586	368.908
Programa de Eficiência Energética - PEE	43.020	27.298
	375.982	428.383
<b>TOTAL</b>	1.090.844	1.082.613

a) Reserva global de Reversão - RGR

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

As concessionárias recolhem suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que

movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, também não refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia, posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Companhia.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e a Conta CCC.

#### c) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

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

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

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

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

#### d) PROINFA

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

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

#### e) Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

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

Conforme estabelecido na Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis 9.433/1997, 9.984/2000 e 9.993/2000, são destinados 45% dos recursos aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto que os

Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da compensação financeira.

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

#### f) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

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

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

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

### NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA	
	31/12/2013	31/12/2012
Circulante		
JCP exercício	433.962	433.962
Dividendos não reclamados	85.521	100.826
Dividendos retidos exercícios anteriores	5.981	3.416.545
	<u>525.464</u>	<u>3.951.333</u>

#### I – Relativas ao Exercício

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

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



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

Remuneração por ação - Proposta - Expressa em reais

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

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

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

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

## II – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

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

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

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

## III – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 85.522 (R\$ 100.826 em 31 de dezembro de 2012), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2010, 2011 e 2012. A remuneração relativa ao exercício de 2009 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.



**NOTA 29 - CRÉDITOS DO TESOIRO NACIONAL**

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO			
	CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D	34.867	122.905	-	33.105
Outros	4.627	8.142	-	3.967
	<u>39.494</u>	<u>131.047</u>	<u>-</u>	<u>37.072</u>

**NOTA 30 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS**
**30.1 Benefício pós-emprego**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

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

Hipóteses Econômicas

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

Hipóteses Demográficas

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

(i) Taxa de juros de longo prazo

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

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

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

e) Contribuições patronais

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

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

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

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

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

#### Controladora

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

#### Consolidado

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

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

#### Controladora

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

#### Consolidado

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

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

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

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

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

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

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

### 30.2 Plano de Incentivo ao Desligamento – PID

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

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

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



Resultado com P I D - Dezembro 2013

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

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

### **NOTA 31 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS**

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

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

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

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



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

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

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

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

As reversões de provisões mais relevantes no período foram:

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

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

a.1) Ações judiciais cíveis

### Na Controladora

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

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

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

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

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

### Chesf

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### Eletronorte

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

### a.2) Trabalhistas

#### Furnas:

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

#### Eletronorte

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

#### Ceal

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### Chesf

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

### a.3) Tributárias

#### Furnas

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

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

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

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

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

#### b.1) Cíveis

##### Na Controladora

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

##### Chesf

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

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



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

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

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

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

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

#### Eletronorte

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

#### Eletrosul

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

#### b.2) Tributárias

##### Furnas

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

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

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

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

##### Amazonas Energia

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



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

c) Processos de risco de desembolso remoto, não provisionados

#### Chesf

Ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia. A ação é considerada pelos seus administradores e suportada pelos consultores jurídicos da Companhia como risco de perda remoto.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7.000.000, valor não atualizado desde então. O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação. A Construtora Mendes Junior S.A interpôs agravos para Superior Tribunal de Justiça – ARESP, sendo que, em 31 de dezembro de 2012, naquela instância, o Ministério Público Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos. O processo encontra-se aguardando julgamento do STJ.

### **NOTA 32 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS**

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termoeletricas, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantlar 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 termoeletricas, sempre que ocorrerem alterações no valor estimado do custo de desmobilização, decorrentes de novos estudos em função de avanços tecnológicos, deverão ser alteradas as quotas de descomissionamento, de forma a ajustar o saldo da obrigação à nova realidade.

O saldo da obrigação, registrada a valor presente, em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 1.136.342 (31 de dezembro de 2012 – R\$ 988.490).

---

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2012	988.490
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	147.852
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2013	<u>1.136.342</u>

### NOTA 33 – CONCESSÕES A PAGAR – USO DO BEM PÚBLICO

A Companhia tem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica, substancialmente em empreendimentos através das Sociedades de Propósito Específico - SPEs. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, os valores das concessões de usinas hidrelétricas foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo.

Os valores estabelecidos nos contratos de concessão estão a preços futuros e, portanto, a Companhia ajustou a valor presente essas obrigações.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

A Companhia adota como política contábil, reconhecer a obrigação na data da obtenção da licença ambiental de instalação (LI).

Os pagamentos da UBP são realizados em parcelas mensais a partir do início da operação comercial do empreendimento até o final do prazo de concessão, e estão assim previstos:

	CONSOLIDADO	
	Circulante	
	31/12/2013	31/12/2012
Passo São João	302	285
São Domingos	771	731
Mauá	904	854
Batalha e Simplicio	1.590	-
<b>Total</b>	<b>3.567</b>	<b>1.870</b>

	CONSOLIDADO	
	Não Circulante	
	31/12/2013	31/12/2012
Passo São João	3.538	4.122
Mauá	10.739	12.547
São Domingos	8.537	9.838
Batalha e Simplicio	38.090	44.673
<b>Total</b>	<b>60.904</b>	<b>71.180</b>

UHE	anos	Valor nominal original		Valores atualizados	
		Pagamento anual	Pagamento total	Pagamento anual	Pagamento total
Passo São João	29	200	5.867	301	8.831
Mauá	30	618	18.386	904	26.758
São Domingos	26	260	6.717	771	19.816
Batalha	35	249	6.751	320	8.847
Simplício	35	972	26.743	1.135	31.222
		<u>2.299</u>	<u>64.464</u>	<u>3.431</u>	<u>95.474</u>

### NOTA 34 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	156.460	144.574
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	2.641	2.441
UHE de Xingó	7.421	6.857
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.162	1.073
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	6.886	6.363
	<u>174.570</u>	<u>161.308</u>

### NOTA 35 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Transmissão		
Contrato 061/2001	-	84.139
Contrato 062/2001	905.316	1.407.057
	<u>905.316</u>	<u>1.491.196</u>
Geração		
Itaparica	863.146	1.018.534
Jirau	711.881	1.607.869
Camaçari	267.117	357.043
Termonorte II	-	131.200
Funil	95.903	83.158
Mauá - Klabin	19.853	33.833
Complexo Paulo Afonso	-	34.107
Coaracy Nunes	85.860	20.834
Outros	295.259	377.750
	<u>2.339.019</u>	<u>3.664.328</u>
TOTAL	<u>3.244.335</u>	<u>5.155.524</u>

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2013, R\$ 2.426.741 (R\$ 3.361.788 em 31 de dezembro de 2012) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada

apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

#### Contrato nº 062/2001 – Transmissão

No exercício de 2013 foi reconhecida uma reversão parcial da provisão para perdas por contrato oneroso no valor de R\$ 537.040, devido ao aumento de RAP – Receita Anual Permitida - de aproximadamente R\$ 45.000 ao ano, em função da atualização para o ciclo de julho de 2013 a junho de 2014, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 1.559, de 27 de junho de 2013. No que diz respeito aos custos, o cálculo contemplou, a atualização da previsão de despesas, conforme planejamento da Controlada.

#### UHE Jirau

A variação registrada na provisão referente a UHE Jirau entre 31 de dezembro de 2012 e 2013, refere-se a variação no valor do PLD médio histórico de R\$ 67,00/MWh para R\$ 109,78/MWh e também pela alteração da taxa de desconto de 4,98% adotada em 2012 para 6,80% em 2013.

#### Programa de Reassentamento da UHE Itaparica

A partir da construção da Usina Hidrelétrica de Itaparica e em função da formação do lago de Itaparica, 10.500 famílias foram deslocadas, das quais 6.100 eram de pequenos agricultores, e entre estas, estavam 200 famílias indígenas da tribo Tuxá, tendo como consequência a criação do Programa de Reassentamento de Itaparica, que tem por objetivo reassentar as famílias deslocadas da área inundada pelo reservatório da usina, atual Luiz Gonzaga, localizada entre os estados de Pernambuco e Bahia.

Em sessão ordinária de 30 de janeiro de 2013, o Tribunal de Contas da União editou o Acórdão nº 101/2013-TCU-Plenário, no qual determina à Casa Civil, órgão responsável pela coordenação e integração das ações do Governo, aos Ministérios de Minas e Energia e da Integração Nacional, à Chesf e à Codevasf, com amparo no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992, combinado com o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, em conjunto, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, elaborem e enviem ao Tribunal plano de ação da execução do Programa de Reassentamento de Itaparica, incluindo atividades, prazos e responsáveis, voltado à implementação das medidas necessárias à transferência, imediata ou progressiva, do patrimônio de uso comum dos perímetros públicos irrigados de Itaparica para a Codevasf e da gestão destes perímetros para os reassentados, inclusive quanto à implementação das medidas necessárias à regularização das ações junto às Prefeituras Municipais de Santa Maria da Boa Vista, Tacaratu e Belém do São Francisco, em Pernambuco, e de Curaçá, Rodelas e Glória, na Bahia, para que essas prefeituras assumam os serviços públicos de sua competência.

Neste sentido, a provisão para contrato oneroso relativa à UHE Itaparica poderá ser revista, em função do plano de execução que vier a ser implementado.

### NOTA 36 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

#### 1. Compra de energia

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Amazonas	614.514	642.989	694.668	721.386	774.822	30.482.103
Chesf	304.310	246.880	235.050	223.890	223.890	2.321.057
Distribuidora Alagoas	538.914	601.006	614.124	774.432	774.432	774.432
Distribuidora Piauí	514	15.305	-	-	-	-
Distribuidora Rondônia	712.549	-	-	-	-	-
Distribuidora Acre	102.996	146.929	167.136	167.281	3.518.639	3.518.639
Eletronorte	88.946	35.807	36.245	150.603	150.603	150.603
Furnas	33.220	33.311	33.220	33.220	33.220	33.220
<b>Total</b>	<b>2.395.963</b>	<b>1.722.227</b>	<b>1.780.443</b>	<b>2.070.812</b>	<b>5.475.606</b>	<b>37.280.055</b>

#### 2. Combustível nuclear

Empresas	2014	2015	2016	Após 2016
Eletronuclear	214.842	279.166	233.203	6.232.631

Contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra I e UTN Angra II, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra III.

#### 3. Compra de Energia de Produtor Independente - Proinfa

A Companhia apoia o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira. Através do programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, buscando soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivado o crescimento da indústria nacional.

O Proinfa prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000GWh/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Em 2006, a Companhia concordou em adquirir energia elétrica produzida pelo PROINFA por um período de 20 anos e transferir essa energia elétrica às concessionárias de transmissão e distribuição, que por sua vez transferem a energia elétrica aos consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos. Cada concessionária de transmissão e distribuição pagam à Companhia o custo anual de energia elétrica fornecida aos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores conectados às suas instalações, em doze pagamentos mensais, cada um deles antecipadamente ao mês no qual a energia deve ser consumida.

#### 4. Venda de energia

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Chesf	567.430	200.030	199.490	-	-	-
Eletronorte	3.437.867	2.436.281	1.323.984	2.095.828	2.095.828	2.095.828
Eletronuclear	4.205.216	4.205.216	4.205.216	4.205.216	2.102.608	-
Furnas	1.588.551	1.595.284	1.266.295	1.266.295	1.266.295	1.266.295
Total	9.799.064	8.436.811	6.994.985	7.567.339	5.464.731	3.362.123

Contratos assinados pelas empresas listadas acima com outras empresas do setor elétrico visando o suprimento/venda de energia elétrica. No caso no qual a Companhia não tenha geração de energia em quantidade suficiente em determinado período, pode-se recorrer a compra de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE para honrar o contrato de fornecimento de energia. Todavia, neste caso, a Companhia fica exposta ao valor do período do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que pode ser maior que os valores de venda expostos nos contratos acima, ficando a Companhia sujeita a perdas financeiras nestas operações.

#### 5. Compromissos sócio ambientais

Empresas	2015	2016	Após 2016
Eletronorte	56.638	56.638	56.638
Eletronuclear	71.505	84.283	155.789
Total	128.143	140.921	212.427

##### A) Angra III

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra III, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

##### B) CGTEE - Usina termelétrica Presidente Médici

Em 13 de abril de 2011, foi celebrado o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) entre a CGTEE, IBAMA, Eletrobras, Ministério de Minas e Energia, Ministério do Meio Ambiente e União, por intermédio da Advocacia Geral da União, para a adequação ambiental das Fases A e B da Usina Presidente Médici, localizada em Candiota - RS. O TAC prevê uma série de obrigações para a CGTEE até 31 de agosto de 2014 e conta com um investimento estimado da Companhia de R\$ 241.835. Após a conclusão do TAC, espera-se a renovação pelo IBAMA da licença de operação da Usina Termelétrica Presidente Médici.

A CGTEE assumiu diversos compromissos, destacamos alguns como: licitação internacional para a implantação do Sistema de Abatimento de Material Particulado e SO<sub>2</sub> na Fase B, recomposição de 1000 hectares de matas ciliares e/ou das áreas

degradadas, localizadas nas bacias hidrográficas dos Rios Jaguarão e Arroio Candiota e revegetação na área de preservação permanente da bacia de acumulação da Barragem.

#### C) Plano de Inserção Regional – Tucuruí

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará, tendo sido definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a ELETRONORTE implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais.

#### D) Licenças Ambientais

As ações de caráter socioambiental constituídas para provisões de contingências de riscos ambientais nas unidades de negócio da ELETROSUL asseguram o compromisso da obtenção de emissões de Licenças Ambientais, bem como autorização para corte de vegetação, com o respaldo do Ministério público que fiscaliza a edificação desses investimentos.

### 6. Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Eletronorte	13.633	299	135	25	10	10
Eletronuclear	1.990.837	2.483.842	1.704.245	1.704.245	1.704.245	1.704.245
Total	2.004.470	2.484.141	1.704.380	1.704.270	1.704.255	1.704.255

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado, principalmente, das usinas Angra I, Angra II e Angra III, necessários à manutenção operacional desses ativos.

### 7. Uso do bem público

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Eletronorte	2.626	2.642	2.427	2.230	22.595	22.595
Total	2.626	2.642	2.427	2.230	22.595	22.595

### 8. Fornecedores de combustíveis

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
Eletronorte	49.067	-	-	-	-	-
Eletronuclear	279.166	233.203	6.232.631	6.232.631	6.232.631	6.232.631
Total	328.233	233.203	6.232.631	6.232.631	6.232.631	6.232.631

## NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### I - Capital Social



O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2012 - R\$ 31.305.331) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais não têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2013, conforme a seguir:

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	591.968.382	54,46	-	2.252	-	591.970.634	43,76
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09	-	-	-	1.000.000	0,07
FGI	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
Outros	232.157.111	21,36	146.920	219.730.858	82,60	452.034.889	33,42
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>265.436.883</u>	<u>99,82</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

Do total das 443.333.198 (já deduzidas as 127 ações ordinárias, referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 258.067.370, ou seja, 58,21% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 152.914.851 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 105.152.491 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 65.800.425 ações ordinárias e 21.072.812 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts - ADR's*.

## II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	18.961.102	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.419	387.419
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>

## III - Reservas de Lucros

O Estatuto Social da companhia prevê a destinação de 50% do lucro líquido do exercício para a constituição de Reserva de Investimentos e de 1% para a Reserva de Estudos e Projetos, sendo sua constituição limitada a 75% e a 2% do capital social.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.233.017	2.233.017
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	2.101.548	9.128.208
	4.334.565	11.361.225

#### IV - Juros Sobre Capital Próprio

Em 30 de abril de 2013, através da 53ª Assembléia Geral Ordinária, foi aprovado o pagamento de juros sobre capital (JCP) próprio relativos ao exercício de 2012 aos acionistas da Companhia inscritos na data base de 30 de abril de 2013. Foram pagos JCP no valor de R\$ 916.171 no exercício.

Seguem abaixo os valores conferidos a cada ação, sendo atualizados pela taxa Selic, conforme legislação vigente e Estatuto Social da Eletrobras:

Ações: Tipo/ Classe	Valor Bruto em 31/12/2012	Valor Atualizado em 20/09/2013
Ordinárias	0,399210837	0,421402082
Pref. "A"	2,178256581	2,299341032
Pref. "B"	1,63369244	1,724505778

Sobre estes valores incidem 15% de imposto de renda retido na fonte, exceto para acionistas comprovadamente isentos ou imunes na da legislação aplicável, e a alíquota de 20% sobre a parcela da remuneração equivalente à atualização pela taxa Selic.

### NOTA 38 – LUCRO POR AÇÃO

#### (a) Básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

	31/12/2013			
	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Numerador				
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.052.303)	(683)	(1.233.677)	(6.286.663)
	(5.052.303)	(683)	(1.233.677)	(6.286.663)
Denominador				
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(4,65)	(4,65)	(4,65)	

31/12/2012				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80%	0,01%	20%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	(5,09)	(5,09)	(5,09)	

**NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>RECEITAS OPERACIONAIS</b>				
Geração				
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	2.573.677	2.258.029	8.066.674	13.080.819
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	3.774.404	3.659.984
Energia Elétrica de Curto Prazo	235.318	13.599	2.395.732	1.640.241
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	2.198.235	-
Receita de Construção de Linhas Renovadas	-	-	736.854	-
Efeito Financeiro de Itaipu	67.961	502.067	67.961	502.067
	<u>2.876.956</u>	<u>2.773.695</u>	<u>17.239.860</u>	<u>18.883.111</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	2.037.399	-
Receita de Operação e Manutenção	-	-	118.382	2.544.791
Receita de Construção	-	-	1.797.324	1.960.474
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	552.106	2.852.332
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.505.211</u>	<u>7.357.597</u>
Distribuição				
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	4.419.444	5.099.414
Receita de Construção	-	-	1.013.684	1.345.519
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5.433.128</u>	<u>6.444.933</u>
Outras receitas	<u>93.770</u>	<u>94.694</u>	<u>1.008.200</u>	<u>962.425</u>
	<u>2.970.726</u>	<u>2.868.389</u>	<u>28.186.399</u>	<u>33.648.066</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(1.231.306)	(1.389.760)
(-) PASEP e COFINS	(130.488)	(148.948)	(2.238.363)	(2.549.447)
(-) Encargos setoriais	-	-	(870.490)	(1.723.889)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(10.596)	(24.227)
	<u>(130.488)</u>	<u>(148.948)</u>	<u>(4.350.755)</u>	<u>(5.687.323)</u>
Receita operacional líquida	<u>2.840.238</u>	<u>2.719.441</u>	<u>23.835.644</u>	<u>27.960.743</u>

A redução da receita foi substancialmente afetada pela Lei 12.783/2013, e o ativo financeiro de Itaipu foi afetado pela variação cambial do exercício.

**NOTA 40 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(708.365)	(8.075.241)	-	-
Investimentos em coligadas				
Juros sobre o capital próprio	98.236	-	98.236	-
Equivalência patrimonial	(361.677)	346.829	(104.393)	415.168
	<u>(263.441)</u>	<u>346.829</u>	<u>(6.157)</u>	<u>415.168</u>
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	14.282	23.520	14.282	23.520
Dividendos	101.275	112.018	101.275	112.018
Remuneração dos investimentos em parcerias	20.707	17.684	20.707	17.684
Rendimentos de capital - ITAIPU	47.661	43.812	47.661	43.812
	<u>183.925</u>	<u>197.034</u>	<u>183.925</u>	<u>197.034</u>
	<u>(787.881)</u>	<u>(7.531.378)</u>	<u>177.768</u>	<u>612.202</u>

**NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Pessoal	482.427	354.825	6.650.154	5.112.213
Material	4.226	4.241	295.442	302.186
Serviços	107.121	123.103	2.298.990	2.256.424
	<u>593.774</u>	<u>482.169</u>	<u>9.244.586</u>	<u>7.670.823</u>

As despesas com pessoal foram substancialmente afetadas pelo Plano de Incentivo ao Desligamento, conforme descrito na Nota 30.2.

**NOTA 42 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E USO DA REDE ELÉTRICA**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Encargos de Uso da Rede	-	-	1.560.883	1.586.809
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	2.142.924	2.011.954
Comercialização na CCEE	73.458	96.520	555.752	532.017
Proinfa	2.783.694	2.292.995	2.783.694	2.292.995
Outros	18.799	17.298	32.836	26.323
	<u>2.875.951</u>	<u>2.406.813</u>	<u>5.515.206</u>	<u>4.863.289</u>
	<u>2.875.951</u>	<u>2.406.813</u>	<u>7.076.089</u>	<u>6.450.098</u>

**NOTA 43 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Garantias	83.681	28.885	83.681	28.885
Contingências	1.585.772	(251.693)	1.399.321	579.851
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	(792.871)	919.359
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	106.232	(137.495)	106.232	(137.495)
Passivo a descoberto em Controladas	2.841.728	1.011.968	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(1.924.657)	1.636.137
Perdas em Investimentos	142.622	162.878	142.622	187.741
Impairment	-	-	1.338.903	1.058.940
Ajuste a Valor de Mercado	408	(144.661)	408	(144.661)
Provisão para Perda de Ativo Financeiro	-	-	791.868	-
Impairment BRR	-	-	1.122.970	-
Outras	251.385	94.506	989.728	842.465
	<u>5.011.829</u>	<u>764.387</u>	<u>3.258.205</u>	<u>4.971.221</u>

A variação registrada na rubrica de Contratos Onerosos refere-se ao aumento no valor do PLD médio histórico e da taxa de desconto utilizada em 2013 (vide Nota 38).

**NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS**
**1 - Gestão do Risco de Capital**

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012
Total dos Empréstimos	32.476.287	26.630.150
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	3.597.583	2.501.515
Dívida Líquida	28.878.704	24.128.635
(+) Total do Patrimônio Líquido	60.688.908	67.280.593
Total do Capital	89.567.612	91.409.228
Índice de Alavancagem Financeira	32%	26%

## 2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, as quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos, conforme segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>	<b>33.465.151</b>	<b>32.503.580</b>	<b>57.772.632</b>	<b>61.375.560</b>
Clientes	449.452	477.104	4.898.103	5.339.380
Empréstimos e financiamentos	29.596.834	29.210.956	15.174.341	15.544.793
Direitos de Ressarcimento	-	-	12.579.656	8.203.189
Ativo Financeiro - Concessões geração/transmissão	3.418.865	2.815.520	19.624.353	17.850.927
Indenizações - Lei 12.783/2013	-	-	5.496.179	14.437.271
<b>Mantidos Até o Vencimento</b>	<b>186.972</b>	<b>247.371</b>	<b>190.730</b>	<b>251.211</b>
Títulos e Valores Mobiliários	186.972	247.371	190.730	251.211
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>	<b>3.017.931</b>	<b>5.462.141</b>	<b>9.911.496</b>	<b>9.475.829</b>
Caixa e equivalentes de caixa	1.303.236	935.627	3.597.583	2.501.515
Títulos e Valores Mobiliários	1.714.695	4.526.514	6.097.758	6.501.950
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	216.155	472.364
<b>Disponíveis para venda</b>	<b>1.253.297</b>	<b>1.405.289</b>	<b>6.689.554</b>	<b>6.035.733</b>
Investimentos (Participações Societárias)	1.253.297	1.405.289	1.441.867	1.439.786
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	-	5.247.686	4.595.947
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
<b>Mensurados pelo Custo Amortizado</b>	<b>22.748.832</b>	<b>19.756.417</b>	<b>54.059.643</b>	<b>43.008.384</b>
Fornecedores	342.778	467.804	8.531.871	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	21.823.008	18.638.428	32.476.287	26.630.150
Debêntures	-	-	218.682	69.320
Obrigações de Ressarcimento	583.046	650.185	10.695.108	7.789.757
Arrendamento Mercantil	-	-	2.073.224	2.023.033
Concessões a Pagar UBP	-	-	64.471	73.050
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>	<b>-</b>	<b>68.153</b>	<b>420.801</b>	<b>476.283</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	420.801	476.283
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>	<b>36.848</b>	<b>-</b>	<b>36.848</b>	<b>-</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos - Fluxo de Hedge	36.848	-	36.848	-

## 2.1 - Ativos Financeiros

- a) Equivalentes de caixa: mantidos para a negociação à curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- b) Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo – usualmente mantidos para a negociação e designados no reconhecimento inicial pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado do período.
- c) Consumidores e revendedores: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.
- d) Financiamentos e empréstimos concedidos: são ativos financeiros com recebimentos fixos ou determináveis, sendo seus valores mensurados pelo custo amortizado, mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.

Os financiamentos concedidos estão restritos às concessionárias de serviço público de energia elétrica e, desta forma, a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital da empresa) é definida levando em conta prêmio de risco compatível com as atividades do setor. Na impossibilidade de buscar alternativas que não o próprio setor elétrico, o valor presente desses empréstimos corresponde ao seu valor contábil.

No encerramento deste exercício, a carteira consolidada de empréstimos e financiamentos concedidos totalizou R\$15.174.342(R\$ 15.554.795 em 31 de dezembro de 2012), conforme demonstrado a seguir por moeda:

Moeda	31/12/2013			31/12/2012		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	5.074.535	78,34%	11.887.606	5.697.399	74,90%	11.642.635
R\$	1.403.029	21,66%	3.286.736	1.909.548	25,10%	3.902.160
	6.477.564	100,00%	15.174.342	7.606.947	100,00%	15.544.795

- e) Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados com empréstimos e recebíveis, no caso dos ativos relacionados a geração e transmissão, e como disponível para venda no caso da distribuição.
- f) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado, quando não designados, ou no Patrimônio Líquido, quando classificado como hedge de fluxo de caixa de acordo com o CPC 38.

## 2.2 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.



Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fund b –Revisões Tarifárias Periódicas

b) valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são compostos de financiamentos contratados junto a agências multilaterais internacionais (BID, BIRD, CAF), não sendo praticável descontá-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida brasileira. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o exercício de 2013 com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 32.476.287 (R\$ 26.630.150 em 31 de dezembro de 2012), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	31/12/2013			31/12/2012		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	4.553.765	32,85%	10.667.649	4.701.104	36,07%	9.606.706
REAL	9.133.388	65,88%	21.395.874	8.172.205	62,71%	16.699.901
YEN	94.598	0,68%	221.606	140.792	1,08%	287.709
EURO	81.601	0,59%	191.158	17.536	0,13%	35.834
	<u>13.863.351</u>	<u>100,00%</u>	<u>32.476.287</u>	<u>13.031.637</u>	<u>100,00%</u>	<u>26.630.150</u>

c) Empréstimo Compulsório: extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1993, teve como prazo limite para seu recolhimento o dia 31 de dezembro de 1993. Atualmente, a Companhia gerencia o estoque residual do Empréstimo Compulsório arrecadado, atualizando-o com base no IPCA-E e remunerando-o à taxa de 6% ao ano, com prazo de resgate definido.

d) Demais passivos financeiros: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

### 3 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

### 3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Contábeis.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Companhia.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas seguirão a política de *hedge* da companhia e não poderão caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

### 3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, referenciados à taxa Libor. A Companhia monitora a sua exposição a taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme mencionado acima.

#### 3.2.1 Contratos de swap de taxa de juros

De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor nominal acordado. Tais contratos permitem a Companhia mitigar o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida

com taxa de juros fixa e nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida. O valor justo dos *swaps* de taxa de juros no encerramento do exercício é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do exercício e o risco de crédito inerente para esse tipo de contrato, e está demonstrado a seguir. A taxa de juros média está baseada nos saldos a pagar em aberto no encerramento do exercício.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto no fim do período de relatório:

Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
				31/12/2013	31/12/2012
01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(660)	(1.139)
02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(677)	(1.169)
03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(6.137)	(8.929)
04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(12.586)	(18.694)
05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(1.424)	(2.357)
06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(3.053)	(5.088)
07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(2.897)	(4.836)
08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(2.849)	(4.683)
09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(47)	(1.459)
10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	62	(1.360)
11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	191	(4.074)
12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(1.365)	(2.607)
13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(1.320)	(3.009)
14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(924)	(2.060)
15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(1.109)	(1.920)
16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(829)	(2.003)
17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(884)	(2.070)
18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(340)	(695)
TOTAL	1.040.384			(36.848)	(68.152)

As operações classificadas como hedge de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$8.046 mil. Em 31 de dezembro de 2012 não existiam operações com essa classificação.

Desde o início da designação dos *swaps* para contabilização de *hedge*, dentro do período de 3 meses findo em 31 de dezembro de 2013, a Companhia reconheceu R\$ 6.152 como Receitas Financeiras referente aos *swaps*. No mesmo período, a Companhia reconheceu R\$ 63.000 como Despesas Financeiras referentes à parcela inefetiva.

A exposição da Companhia às taxas de juros de ativos e passivos financeiros está detalhada no item de análise de sensibilidade desta nota explicativa.

### 3.3 - Risco de commodities

#### a) Eletronorte

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do contrato		Volumes médios de megawatts
	Inicial	Vencimento	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW - até 31/12/2006 800 MW - a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/12/2024	De 304,92 MW a 328 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2024	De 353,08 MW a 492 MW

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2,773.21/ton e US\$ 1,450.00/ton, respectivamente.

O cálculo do prêmio desses contratos inclui o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton, respectivamente.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da commodity do alumínio da LME, é possível atribuir o fair value destes contratos. O valor da LME fechou o mês de dezembro de 2013 cotado em US\$ 1.784,3/ton, o que representou uma variação negativa de 14,95% em relação ao valor verificado em dezembro de 2012, quando o preço da commodity alcançou US\$ 2.098,00/ton.

Além disso, o encerramento do contrato da controlada Eletronorte com a Alcoa no final de março de 2013, contribuiu para a diminuição do valor esperado a contabilizar do prêmio. Dada a celebração do 4º termo aditivo, o contrato passou a ser faturado a preço fixo, não possuindo mais derivativo embutido para a Alcoa.

Por outro lado, no mesmo período de análise, houve uma desvalorização do Real em relação ao dólar, com a cotação passando de R\$ 2,04 para R\$ 2,34, ou seja, 14,64% de variação. Esta variação, embora positiva para o preço do prêmio, não foi suficiente para proporcionar uma melhora na expectativa do valor justo para os derivativos.

A perda apurada na operação com derivativos no exercício de 2013 é de R\$ 178.994 (2012 – ganho de R\$ 133.804).

### 3.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado exclusivo, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar esse risco, a Companhia instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às Instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Companhia monitora o risco de crédito de suas operações de swap, segundo o CPC 46 (IFRS 13), mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida a risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de swaps dado uma transação não forçada entre as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de Hedge.

### 3.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados,

buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas no item 3.2.1 desta nota explicativa. A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Sistema Eletrobras por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal. Na medida em que os fluxos de juros são pós-fixados, o valor não descontado foi obtido com base nas curvas de juros no encerramento do exercício. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Sistema Eletrobras deve quitar as respectivas obrigações.

	CONTROLADORA 31/12/2013				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	2.124.926	925.012	2.661.171	17.037.723	22.748.832
Fornecedores	342.778	-	-	-	342.778
Empréstimos e financiamentos	1.199.102	925.012	2.661.171	17.037.723	21.823.008
Obrigações de Ressarcimento	583.046	-	-	-	583.046
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	11.560	6.771	18.517	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	11.560	6.771	18.517	36.848
	CONTROLADORA 31/12/2012				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	1.743.866	665.259	1.483.880	15.863.412	19.756.417
Fornecedores	467.804	-	-	-	467.804
Empréstimos e financiamentos	625.877	665.259	1.483.880	15.863.412	18.638.428
Obrigações de Ressarcimento	650.185	-	-	-	650.185
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	-	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	-	-	68.153



	CONSOLIDADO				
	31/12/2013				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
<b>Mensurados ao Custo Amortizado</b>	<b>18.285.710</b>	<b>4.868.442</b>	<b>2.646.712</b>	<b>28.258.779</b>	<b>54.059.643</b>
Fornecedores	7.740.578	791.293	-	-	8.531.871
Empréstimos e financiamentos	1.969.765	1.368.261	2.051.702	27.086.559	32.476.287
Debêntures	12.804	24.769	41.217	139.892	218.682
Obrigações de Ressarcimento	8.377.400	2.317.708	-	-	10.695.108
Arrendamento Mercantil	181.596	363.192	544.789	983.647	2.073.224
Concessões a Pagar UBP	3.567	3.219	9.004	48.681	64.471
<b>Mensurados a Valor Justo por meio do resultado</b>	<b>225.423</b>	<b>206.938</b>	<b>6.771</b>	<b>18.517</b>	<b>457.649</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos	225.423	206.938	6.771	18.517	457.649

	CONSOLIDADO				
	31/12/2012				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
<b>Mensurados ao Custo Amortizado</b>	<b>13.915.155</b>	<b>4.046.705</b>	<b>6.475.826</b>	<b>18.570.698</b>	<b>43.008.384</b>
Fornecedores	6.423.074	-	-	-	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	1.337.279	1.912.889	5.923.679	17.456.303	26.630.150
Debêntures	1.305	5.229	15.456	47.330	69.320
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	1.801.059	-	-	7.789.757
Arrendamento Mercantil	162.929	325.858	488.786	1.045.460	2.023.033
Concessões a Pagar UBP	1.870	1.670	47.905	21.605	73.050
<b>Mensurados a Valor Justo por meio do resultado</b>	<b>185.031</b>	<b>267.984</b>	<b>6.230</b>	<b>17.038</b>	<b>476.283</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	267.984	6.230	17.038	476.283

#### 4 – Análise de Sensibilidade dos instrumentos financeiros

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para o fim de 2013 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

##### 4.1 – Empréstimos concedidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos concedidos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

##### 4.1.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA									
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	5.253.242	5.253.242	12.306.245	2,300	1,725	1,150	(3.244.402)	(6.265.017)	
IGP-M	16.800.163	7.171.588	16.800.163	3,49%	2,61%	1,74%	439.166	292.778	
EURO	59.242	81.595	191.143	3,030	2,273	1,515	(56.503)	(101.383)	
IENE	13.402.704	127.757	299.282	0,024	0,018	0,012	(58.453)	(138.729)	
<b>TOTAL</b>		<b>12.634.182</b>	<b>29.596.834</b>				<b>(2.920.192)</b>	<b>(6.212.351)</b>	

CONTROLADORA									
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	5.361.457	5.632.174	12.559.749	2,080	1,560	1,040	(4.195.876)	(6.983.834)	
IGP-M	16.247.756	7.285.989	16.247.756	5,31%	3,98%	2,66%	647.067	431.378	
EURO	113.938	164.852	367.620	2,643	1,982	1,321	(141.771)	(217.054)	
IENE	1.604.637	16.068	35.832	0,026	0,020	0,013	(4.305)	(14.814)	
<b>TOTAL</b>		<b>13.099.084</b>	<b>29.210.956</b>				<b>(3.694.885)</b>	<b>(6.784.323)</b>	

CONSOLIDADO									
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	5.074.535	5.074.535	11.887.605	2,300	1,725	1,150	8.753.572	5.835.715	
IGP-M	3.286.736	1.403.029	3.286.736	3,49%	2,61%	1,74%	85.917	57.278	
<b>TOTAL</b>		<b>6.477.564</b>	<b>15.174.341</b>				<b>8.839.490</b>	<b>5.892.993</b>	

CONSOLIDADO									
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	4.969.963	5.220.913	11.642.635	2,080	1,560	1,040	8.144.624	5.429.749	
IGP-M	3.902.158	1.749.847	3.902.158	5,31%	3,98%	2,66%	69.688	46.458	
<b>TOTAL</b>		<b>6.970.759</b>	<b>15.544.793</b>				<b>8.214.311</b>	<b>5.476.207</b>	

#### 4.1.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA									
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	5.253.242	5.253.242	12.306.245	2,300	2,875	3,450	2.796.826	5.817.440	
IGP-M	16.800.163	7.171.588	16.800.163	3,49%	4,36%	5,23%	731.944	878.333	
EURO	59.242	81.595	191.143	3,030	3,788	4,545	33.257	78.137	
IENE	13.402.704	127.757	299.282	0,024	0,030	0,036	102.101	182.377	
<b>TOTAL</b>		<b>12.634.182</b>	<b>29.596.834</b>				<b>3.664.128</b>	<b>6.956.287</b>	

CONTROLADORA									
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	5.361.457	5.632.174	12.559.749	2,080	2,600	3,120	1.380.039	4.167.997	
IGP-M	16.247.756	7.285.989	16.247.756	5,31%	6,64%	7,97%	1.078.445	1.294.134	
EURO	113.938	164.852	367.620	2,643	3,304	3,964	8.794	84.077	
IENE	1.604.637	16.068	35.832	0,026	0,033	0,039	16.713	27.222	
<b>TOTAL</b>		<b>13.099.084</b>	<b>29.210.956</b>				<b>2.483.991</b>	<b>5.573.430</b>	

CONSOLIDADO									
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	5.074.535	5.074.535	11.887.605	2,300	2,875	3,450	14.589.287	17.507.145	
IGP-M	3.286.736	1.403.029	3.286.736	3,49%	4,36%	5,23%	143.195	171.834	
<b>TOTAL</b>		<b>6.477.564</b>	<b>15.174.341</b>				<b>14.732.483</b>	<b>17.678.979</b>	

CONSOLIDADO									
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	4.969.963	5.220.913	11.642.635	2,080	2,600	3,120	13.574.373	16.289.247	
IGP-M	3.902.158	1.749.847	3.902.158	5,31%	6,64%	8,30%	116.146	145.183	
<b>TOTAL</b>		<b>6.970.759</b>	<b>15.544.793</b>				<b>13.690.519</b>	<b>16.434.430</b>	

#### 4.2 - Empréstimos obtidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos obtidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

##### 4.2.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA									
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	4.444.558	4.443.420	10.409.155	2,300	1,725	1,150	2.742.292	5.297.913	
IGP-M	11.001.087	4.696.101	11.001.087	3,49%	2,61%	1,74%	(287.575)	(191.717)	
EURO	59.270	81.601	191.159	3,030	2,273	1,515	56.453	101.355	
IENE	9.933.079	94.599	221.607	0,024	0,018	0,012	43.122	102.617	
<b>TOTAL</b>		<b>9.315.721</b>	<b>21.823.008</b>				<b>2.554.293</b>	<b>5.310.169</b>	

CONTROLADORA									
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	4.031.438	4.234.999	9.444.047	2,080	1,560	1,040	3.155.003	5.251.351	
IGP-M	8.870.838	3.977.954	8.870.838	5,31%	3,98%	2,66%	(353.281)	(235.521)	
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	1,982	1,321	13.819	21.158	
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,020	0,013	34.564	118.946	
<b>TOTAL</b>		<b>8.358.039</b>	<b>18.638.428</b>				<b>2.850.106</b>	<b>5.155.934</b>	



CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	4.553.765	4.553.765	10.667.649	2,300	1,725	1,150	2.812.405	5.430.820	
IGP-M	21.395.874	9.133.388	21.395.874	3,49%	2,61%	1,74%	(559.301)	(372.867)	
EURO	59.246	81.601	191.158	3,030	2,273	1,515	56.507	101.391	
IENE	9.924.138	94.598	221.606	0,024	0,018	0,012	43.282	102.723	
<b>TOTAL</b>		<b>13.863.350</b>	<b>32.476.287</b>				<b>2.352.893</b>	<b>5.262.066</b>	

CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dolar	4.100.873	4.307.940	9.606.706	2,080	1,560	1,040	3.209.344	5.341.798	
IGP-M	16.699.901	7.488.745	16.699.901	5,31%	3,98%	2,66%	(665.074)	(443.382)	
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	1,982	1,321	13.819	21.158	
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,020	0,013	34.564	118.946	
<b>TOTAL</b>		<b>11.941.771</b>	<b>26.630.150</b>				<b>2.592.654</b>	<b>5.038.519</b>	

#### 4.2.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	4.444.558	4.443.420	10.409.155	2,300	2,875	3,450	(2.368.949)	(4.924.570)	
IGP-M	11.001.087	4.696.101	11.001.087	3,49%	4,36%	0,052	(479.292)	(575.150)	
EURO	59.247	81.601	191.159	3,030	3,788	4,545	(33.260)	(78.144)	
IENE	9.924.183	94.599	221.607	0,024	0,030	0,036	(75.602)	(135.043)	
<b>TOTAL</b>		<b>9.315.721</b>	<b>21.823.008</b>				<b>(2.957.103)</b>	<b>(5.712.907)</b>	

CONTROLADORA									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	4.031.438	4.234.999	9.444.047	2,080	2,600	3,120	(1.037.692)	(3.134.040)	
IGP-M	8.870.838	3.977.954	8.870.838	5,31%	6,64%	7,97%	(588.802)	(706.562)	
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	3,304	3,964	(857)	(8.195)	
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,033	0,039	(134.199)	(218.580)	
<b>TOTAL</b>		<b>8.358.039</b>	<b>18.638.428</b>				<b>(1.761.550)</b>	<b>(4.067.378)</b>	

CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	4.553.765	4.553.765	10.667.649	2,300	2,875	3,450	(2.424.424)	(5.042.839)	
IGP-M	21.395.874	9.133.388	21.395.874	3,49%	4,36%	5,23%	(932.168)	(1.118.602)	
EURO	59.246	81.601	191.158	3,030	3,788	4,545	(33.260)	(78.143)	
IENE	9.924.138	94.598	221.606	0,024	0,030	0,036	(75.601)	(135.043)	
<b>TOTAL</b>		<b>13.863.351</b>	<b>32.476.287</b>				<b>(3.465.453)</b>	<b>(6.374.627)</b>	

CONSOLIDADO									
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dolar	4.100.873	4.307.940	9.606.706	2,080	2,600	3,120	(1.055.565)	(3.188.019)	
IGP-M	16.699.901	7.488.745	16.699.901	5,31%	6,64%	7,97%	(1.108.456)	(1.330.147)	
EURO	11.106	16.069	35.834	2,643	3,304	3,964	(857)	(8.195)	
IENE	12.884.416	129.017	287.709	0,026	0,033	0,039	(134.199)	(218.580)	
<b>TOTAL</b>		<b>11.941.771</b>	<b>26.630.150</b>				<b>(2.299.077)</b>	<b>(4.744.942)</b>	

#### 4.3 – Ativo Financeiro de Itaipu Binacional

Foram realizadas análises de sensibilidade do ativo financeiro decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional. A análise limitou-se à variação da taxa de câmbio real por dólar, incluindo dois cenários onde há valorização cambial de 25% e 50% e dois cenários onde há desvalorização cambial de 25% e 50%.

##### 4.3.1 - Depreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Negativa - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	1.459.432	1.459.432	3.418.865	2,300	1,725	1,150	901.345	1.740.519

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Negativa - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	865.878	909.599	2.028.406	2,080	1,560	1,040	677.636	1.127.893

#### 4.3.2 - Apreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Positiva - 4º tri 2013				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	1.459.432	1.459.432	3.418.865	2,300	2,875	3,450	(777.002)	(1.616.175)

Ativo Regulatório Itaipu - Variação Positiva - 4º tri 2012				Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo em ME	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	865.878	909.599	2.028.406	2,080	2,600	3,120	(222.877)	(673.133)

#### 4.4 – Derivativos embutidos indexados ao preço do Alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e Alumar, esta subdividida em Alcoa e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do Alumínio no mercado internacional (vide item 3.3 – Risco de Commodities desta nota explicativa acima).

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do Alumínio Primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da empresa.

Saldo em 31/12/2013	Cenário I ( -25%) Índices e Preços	Cenário II ( -50%) Índices e Preços	Cenário I ( +25%) Índices e Preços	Cenário II ( +50%) Índices e Preços
216.155	-	-	587.693	1.067.039

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1,450.00), logo o valor tende a zero impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%) a grande variação apresentada refere-se a aplicação dos referidos percentuais nos valores de Câmbio, Preço de Alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

#### 4.5. – Swap de juros indexados a Libor

A Companhia considera que o risco mais relevante para as operações de swap de Libor é a variação da curva futura de juros. A Companhia adotou as informações de mercado do dia 31 de dezembro de 2013 e impactou a curva futura de Libor conforme descrito no quadro abaixo:

	Aumento na curva da Libor		Queda da curva da Libor	
	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário III (-25%)	Cenário IV (-50%)
Saldo de Valor Justo R\$ mil	Saldo de Valor Justo Sensibilizado R\$ mil			
(36,500)	(23,644)	(10,777)	(49,346)	(62,181)

A Companhia sensibiliza o risco de mercado isoladamente, ou seja, impacta apenas o risco de mercado relevante sem considerar os demais efeitos macroeconômicos.

#### 5 – Estimativa do Valor Justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a PCLD, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

	CONTROLADORA			
	31/12/2013			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Disponível para venda	1.253.297	-	-	1.253.297
Investimentos (Participações Societárias)	1.253.297	-	-	1.253.297
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	3.017.931	-	-	3.017.931
Caixa e equivalentes de caixa	1.303.236	-	-	1.303.236
Títulos e Valores Mobiliários	1.714.695	-	-	1.714.695
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	36.848	-	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	36.848	-	36.848
<b>CONTROLADORA</b>				
<b>31/12/2012</b>				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Disponível para venda	1.405.289	-	-	1.405.289
Investimentos (Participações Societárias)	1.405.289	-	-	1.405.289
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	-	-	-
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	5.462.141	-	-	5.462.141
Caixa e equivalentes de caixa	935.627	-	-	935.627
Títulos e Valores Mobiliários	4.526.514	-	-	4.526.514
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	-
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	-	68.153

	CONSOLIDADO			
	31/12/2013			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.441.867	5.247.686	-	6.689.554
Investimentos (Participações Societárias)	1.441.867	-	-	1.441.867
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	5.247.686	-	5.247.686
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	9.695.341	216.155	-	9.911.496
Caixa e equivalentes de caixa	3.597.583	-	-	3.597.583
Títulos e Valores Mobiliários	6.097.758	-	-	6.097.758
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	216.155	-	216.155
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	420.801	-	420.801
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	420.801	-	420.801

	CONSOLIDADO			
	31/12/2012			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.439.786	4.595.947	-	6.035.733
Investimentos (Participações Societárias)	1.439.786	-	-	1.439.786
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.595.947	-	4.595.947
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	9.003.465	472.364	-	9.475.829
Caixa e equivalentes de caixa	2.501.515	-	-	2.501.515
Títulos e Valores Mobiliários	6.501.950	-	-	6.501.950
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	472.364	-	472.364
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	476.283	-	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	476.283	-	476.283

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100 classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2. Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes, e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

#### **NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS**

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da

Companhia. Os segmentos operacionais da Companhia são Administração, Geração, Transmissão e Distribuição, não havendo agregação de segmentos.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, são as seguintes:

31/12/2013								
Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total	
	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M				
Receita Operacional Líquida	71.772	14.633.670	2.054.657	1.349.213	2.854.102	4.498.837	(1.626.607)	23.835.644
Despesas Operacionais	(7.161.257)	(11.407.123)	(2.041.034)	(2.485.406)	(3.914.835)	(6.610.401)	4.416.001	(29.204.055)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.089.485)	3.226.547	13.623	(1.136.193)	(1.060.733)	(2.111.564)	2.789.394	(5.368.411)
Resultado Financeiro	2.125.578	(1.466.380)	217.828	(292.168)	(88.706)	(282.540)	52.334	265.946
Resultado de Participações Societárias	(519.762)	-	-	-	-	-	697.530	177.768
Imposto de renda e contribuição social	(1.326.082)	(242.139)	(204.989)	194.458	212.490	(416)	-	(1.366.678)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(6.809.751)	1.518.028	26.462	(1.233.903)	(936.949)	(2.394.520)	3.539.258	(6.291.375)

31/12/2012								
Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total	
	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M				
Receita Operacional Líquida	69.259	19.185.060	-	6.741.198	-	4.675.664	(2.656.885)	28.014.296
Despesas Operacionais	(2.571.528)	(17.868.099)	-	(5.556.712)	-	(5.421.152)	3.775.605	(27.641.887)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(2.502.269)	1.316.961	-	1.184.486	-	(745.488)	1.118.720	372.409
Resultado Financeiro	3.170.259	(626.322)	-	(612.840)	-	(139.868)	(106.754)	1.684.475
Efeito da Lei 12.783/13	-	(7.226.581)	-	(3.134.874)	-	276.075	-	(10.085.380)
Resultado de Participações Societárias	(7.533.116)	-	-	-	-	-	8.145.317	612.202
Imposto de renda e contribuição social	(644.209)	817.719	-	342.594	-	(25.462)	-	490.642
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(7.509.336)	(5.718.223)	-	(2.220.634)	-	(634.743)	9.157.283	(6.925.652)

## NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 54,46% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 37).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições compatíveis com as que seriam praticadas no mercado. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas mesmas condições existentes no mercado e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas em condições normais de mercado.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	3.451.299	-	-	3.525.382	-	-
	AFAC	34.740	-	-	525.450	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(731.162)	-	-	(1.315.879)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	227.835	-	-	213.487
		<u>3.486.039</u>	<u>-</u>	<u>(503.327)</u>	<u>4.050.832</u>	<u>-</u>	<u>(1.102.392)</u>
CHESF	Financiamentos e empréstimos	56.594	-	-	128.655	-	-
	Outros passivos	-	1.355	-	-	1.355	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	6.223	-	-	9.623
	Resultado de participações societárias	-	-	(464.109)	-	-	(5.317.877)
		<u>56.594</u>	<u>1.355</u>	<u>(457.886)</u>	<u>128.655</u>	<u>1.355</u>	<u>(5.308.254)</u>
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	3.616.309	-	-	4.232.588	-	-
	Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	AFAC	16.065	-	-	220.240	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	1.214.814	-	-	(709.978)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	274.130	-	-	293.749	
		<u>3.632.374</u>	<u>-</u>	<u>1.488.944</u>	<u>4.452.828</u>	<u>-</u>	<u>(416.229)</u>
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	1.354.712	-	-	1.142.217	-	-
	Dividendo a receber	62.811	-	-	15.613	-	-
	AFAC	59.284	-	-	554.768	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	264.434	-	-	65.486
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	83.822	-	-	65.110	
		<u>1.476.807</u>	<u>-</u>	<u>348.256</u>	<u>1.712.598</u>	<u>-</u>	<u>130.596</u>
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	1.585.824	-	-	1.074.018	-	-
	AFAC	4.147	-	-	160.949	-	-
	Dividendo a receber	58.140	-	-	53.723	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	97.718	-	-	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	(284.885)	-	-	(417.946)	
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	51.232	-	-	39.882	
		<u>1.648.111</u>	<u>97.718</u>	<u>(233.653)</u>	<u>1.288.690</u>	<u>-</u>	<u>(378.064)</u>
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.085.814	-	-	1.099.311	-	-
	Outros ativos	-	-	-	264.404	-	-
	Outros passivos	-	283.348	-	-	237.215	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(687.915)	-	-	19.724
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	69.251	-	-	71.280	
		<u>1.085.814</u>	<u>283.348</u>	<u>(618.664)</u>	<u>1.363.715</u>	<u>237.215</u>	<u>91.004</u>
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	5.943.803	-	-	5.821.318	-	-
	Dividendo a receber	2.343	-	-	8.164	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	401.267	-	-	403.056
		<u>5.946.146</u>	<u>-</u>	<u>401.267</u>	<u>5.829.482</u>	<u>-</u>	<u>403.056</u>
CEAL	Financiamentos e empréstimos	621.345	-	-	421.155	-	-
	AFAC	7.698	-	-	176.514	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(67.688)	-	-	(87.067)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	39.997	-	-	28.727	
		<u>629.043</u>	<u>-</u>	<u>(27.691)</u>	<u>597.669</u>	<u>-</u>	<u>(58.340)</u>
CEPISA	Financiamentos e empréstimos	786.048	-	-	579.092	-	-
	AFAC	15.631	-	-	430.282	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	219.475	-	-	223.505	-
	Provisões operacionais	-	-	-	-	-	36.488
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	62.854	-	-	38.212	
		<u>801.679</u>	<u>219.475</u>	<u>62.854</u>	<u>1.009.374</u>	<u>223.505</u>	<u>74.700</u>
AMAZONAS ENERGIA	Financiamentos e empréstimos	1.213.074	-	-	1.028.989	-	-
	AFAC	3.058	-	-	277.681	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	1.994.855	-	-	1.128.018	-
	Provisões operacionais	-	-	1.157.180	-	-	829.203
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	90.389	-	-	55.072	
		<u>1.216.132</u>	<u>1.994.855</u>	<u>1.247.569</u>	<u>1.306.670</u>	<u>1.128.018</u>	<u>884.275</u>



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CERON	Financiamentos e empréstimos	494.530	-	-	281.242	-	-
	AFAC	233	-	-	162.798	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	188.654	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(21.528)	-	-	(135.118)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	33.669	-	-	13.715
		<u>494.763</u>	<u>188.654</u>	<u>12.141</u>	<u>444.040</u>	<u>-</u>	<u>(121.403)</u>
ELETROPAR	Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	1.618	-	-	12.831
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.618</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>12.831</u>
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	158.074	-	-	154.954	-	-
	AFAC	237.337	-	-	217.497	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	197.524	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	13.010	-	-	11.985
		<u>395.411</u>	<u>197.524</u>	<u>13.010</u>	<u>372.451</u>	<u>-</u>	<u>11.985</u>
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	39.494	-	-	168.119	-
		-	39.494	-	-	168.119	-
INAMBARI	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(1.352)
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.352)</u>
NORTE ENERGIA	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(5.750)
		-	-	-	-	-	(5.750)
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(5.750)</u>
CHC	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(2.421)
		-	-	-	-	-	-
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(2.421)</u>
ELETROS	Contribuições Previdenciárias	-	-	-	-	-	28.292
		-	-	-	-	-	28.292
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>28.292</u>

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Consumidores e revendedores	-	-	-	13.539	-	-
	Contas a receber	16.716	-	-	3.008	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	13.231	-	-	-
	Outras receitas	-	-	62.848	-	-	81.975
		16.716	-	76.079	16.547	-	81.975
BNDES	Empréstimos e financiamentos a pagar	-	-	-	-	4.888.893	-
		-	-	-	-	4.888.893	-
REAL GRANDEZA	Contas a receber	-	-	-	5.411	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	5.138	-
	Fornecedores	-	-	-	-	80	-
	Contas a pagar	-	(202.598)	-	-	(267.534)	-
	Obrigações diversas	-	-	-	-	-	-
	Contratos de dívida atuariais	-	-	-	-	24.374	-
	Outros passivos	-	5.943	-	-	197.440	-
	Encargos de dívida / Variação monetária	-	-	-	-	-	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	-	-	-	(16.198)
	Receitas financeiras	-	-	757	-	-	279
	Ativo atuarial - baixa e provisão atuarial	-	-	-	-	-	(19.812)
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	4
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(40.593)	-	-	(79.464)
	Outras Receitas	-	-	15.915	-	-	-
Provisão atuarial	-	-	-	-	-	-	
Contribuições desp administrativa	-	-	-	-	-	-	
Reversão das contribuições	-	-	-	-	-	19.914	
		-	(196.655)	(23.921)	5.411	(40.502)	(95.277)
NUCLEOS	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	2.942	-
	Reversão das contribuições	-	-	-	-	-	20.733
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	-	-	-	(20.733)
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	2.942	-
RS ENERGIA	Contas a receber	-	-	-	1	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	2.332	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	221.325	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.882	-	-	8.182
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	10.594	-	-
	Outras ativos	-	-	-	1	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.330
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	4
	Outras receitas	-	-	-	-	-	15
		-	-	4.882	234.253	-	9.531
UIRAPURU	Contas a receber	-	-	-	1	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.736	-	-	1.908	-	-
	Outros ativos	5.304	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	40.600	-	-	33.111	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	7.271	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	7.433	-	-	7.935
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	2
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.430	-	-	2.289
Outras receitas	-	-	20	-	-	16	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(21)	-	-	-	
		47.640	2	9.862	42.291	-	10.242

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ARTEMIS	Contas a receber	-	-	-	2	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	15.945	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	148.578	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	16.809	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.592	-	-	26.989
	Outros ativos	-	-	-	537	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	5.606
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	9
		-	-	3.592	181.871	-	32.604
PORTO VELHO	Contas a receber	-	-	-	2	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	1.351	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	297.793	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	3.238	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	60
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.746	-	-	2.685	
Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-	
Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-	
		-	-	1.746	302.384	-	2.745
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	231.446	-	-	189.640	-	-
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	805	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	3.984	-	-
	Outros ativos	68	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	237.116	-	-	3.414
Receitas de prestação de serviços	-	-	204	-	-	-	
	231.514	-	237.320	194.429	-	3.414	
ETAU	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	58	-	-	535	-	-
	Participação societária permanente	24.199	-	-	9.567	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	14.129	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.844	-	-	4.793
	Outros ativos	62	-	-	16	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	1
	Receitas de prestação de serviços	-	-	752	-	-	219
	Outras receitas	-	-	8	-	-	2
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(25)	-	-	-	
	24.319	3	4.579	24.247	-	5.015	
ESBR	Participação societária permanente	2.752.140	-	-	952.342	-	-
	Outros passivos	-	-	-	(12.518)	-	-
	Outros Resultados Abrangentes	-	133	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(77.777)	-	-	(4.352)
	2.752.140	133	(77.777)	939.824	-	(4.352)	
CERRO CHATO I	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	86.940	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	440	-	-
	Outros Ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	1	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	325	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	57
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(261)	
Outras receitas	-	-	-	-	-	9	
	-	-	325	86.506	-	(195)	
CERRO CHATO II	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	81.090	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	1.084	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	478	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(904)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	57
Outras receitas	-	-	-	-	-	9	
	-	-	478	80.012	-	(838)	
CERRO CHATO III	Contas a receber	-	-	-	5	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	176	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	74.970	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	850	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	543	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.721)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	57
Outras receitas	-	-	-	-	-	8	
	-	-	543	76.001	-	(1.656)	
TELES PIRES	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	262.964	-	-	184.194	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(3.734)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	9.605	-	-	196
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.800)	-	-	(3.734)
Outras receitas	-	-	111	-	-	-	
	262.964	-	2.916	184.194	-	(7.272)	
INTEGRAÇÃO	Participação societária permanente	22.455	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	20.155	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	11.342	-	-	9.197
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	22.455	-	11.342	20.155	-	9.197	
COSTA OESTE	JCP / Dividendos a receber	458	-	-	-	-	-
	AFAC	15.104	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	4.278	-	-	1.390	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	252	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(252)
Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.599	-	-	-	
	19.840	-	3.599	1.138	-	(252)	

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO							
		31/12/2013			31/12/2012				
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO		
TSBE	Contas a receber	-	-	-	-	-	-		
	JCP / Dividendos a receber	1.440	-	-	-	-	-		
	AFAC	86.400	-	-	-	-	-		
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-		
	Participação societária permanente	167.403	-	-	6.408	-	-		
	Outros ativos	208	-	-	-	-	-		
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(107)	-	-		
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.789	-	-	-		
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	105		
	Outras Receitas	-	-	2.595	-	-	-		
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(106)			
		255.451	-	7.384	6.301	-	(1)		
LIVRAMENTO	Contas a receber	-	-	-	-	-	-		
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-		
	AFAC	-	-	-	-	-	-		
	Participação societária permanente	97.348	-	-	36.055	-	-		
	Outros ativos	112	-	-	-	-	-		
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(775)	-	-		
	Outras Receitas	-	-	125	-	-	-		
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	119		
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(10.963)	-	-	(775)		
			97.460	-	(10.838)	35.280	-	(656)	
SANTA VITÓRIA	Contas a receber	-	-	-	-	-	-		
	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-		
	AFAC	-	-	-	-	-	-		
	Participação societária permanente	185.970	-	-	97.551	-	-		
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(492)	-	-		
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	138	-	-	-		
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(492)		
	Outras receitas	-	-	-	-	-	119		
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-		
			185.970	-	138	97.059	-	(373)	
MARUMBI	AFAC	4.505	-	-	-	-	-		
	JCP / Dividendos a receber	101	-	-	-	-	-		
	Participação societária permanente	1.151	-	-	622	-	-		
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(52)	-	-		
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(52)		
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	682	-	-	-		
			5.757	-	682	570	-	(52)	
	CHUI	Investimentos em participação societária	-	-	-	-	-	-	
		Participação societária permanente	75.210	-	-	33.887	-	-	
		Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(281)	-	-	
Despesas de equivalência patrimonial		-	-	(193)	-	-	(281)		
			75.210	-	(193)	33.606	-	(281)	
AMAPARI ENERGIA		Participação societária permanente	-	-	-	39.191	-	-	
		Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	7.355	
				-	-	-	39.191	-	7.355
		FACHESF	Fomecedores	-	302	-	-	2.160	-
			Contribuições previdenciárias	-	14.238	-	-	-	-
	Contratos de dívida atuariais		-	-	-	-	2.523	-	
	Contribuição normal		-	-	-	-	11.001	-	
	Despesas atuariais		-	-	(110.199)	-	-	(30.650)	
	Despesas financeiras		-	-	(60)	-	-	(31.363)	
	Despesas operacionais		-	-	-	-	-	(18.581)	
Outras despesas	-		-	(17.732)	-	-	-		
			-	14.540	(127.992)	-	15.684	(80.594)	
TDG	Participação societária permanente		49.829	-	-	45.183	-	-	
	Dividendos / JCP a receber	2.152	-	-	-	-	-		
	AFAC	86.000	-	-	-	-	-		
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-		
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-		
	Contas a pagar	-	125	-	-	-	-		
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.798	-	-	-		
	Receitas de prestação de serviços	-	-	57	-	-	875		
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(4.352)		
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(3.477)		
		137.981	125	6.855	45.183	-	(3.477)		
MANAUS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	207.038	-	-	187.758	-	-		
	AFAC	13.650	-	-	-	-	-		
	Outros ativos	1.338	-	-	-	-	-		
	Outros passivos	-	491	-	-	-	-		
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-		
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	329.402	-	-	-		
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.003)	-	-	-		
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(5.452)		
			222.026	491	322.399	187.758	-	(5.452)	
	IEMADEIRA	Participação societária permanente	674.902	-	-	514.112	-	-	
Dividendos / JCP a receber		311.414	-	-	-	-	-		
Outros ativos		-	-	-	-	-	-		
AFAC		11.025	-	-	-	-	-		
Fomecedores		-	1.624	-	-	-	-		
Contas a pagar		-	(805)	-	-	-	-		
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-		
Receitas de prestação de serviços		-	-	10.251	-	-	-		
Outros Créditos		-	-	7.350	-	-	-		
Receitas de equivalência patrimonial		-	-	39.720	-	-	19.116		
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(4.556)	-	-	-			
Outras Despesas	-	-	-	-	-	-			
		997.341	819	52.765	514.112	-	19.116		
MANAUS CONSTRUÇÃO	JCP / Dividendos a receber	9.377	-	-	2.970	-	-		
	Participação societária permanente	3.533	-	-	15.410	-	-		
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	20.340	-	-	3.556		
			12.910	-	20.340	18.380	-	3.556	
	STN	Contas a receber	-	-	-	177	-	-	
		Outras contas a receber	191	-	-	-	-	-	
		Dividendos / JCP a receber	1.292	-	-	-	-	-	
		Participação societária permanente	195.154	-	-	188.861	-	-	
		Fomecedores	-	1.439	-	-	1.226	-	
		Receitas de equivalência patrimonial	-	-	38.082	-	-	17.615	
Receitas de JCP / Dividendos		-	-	-	-	-	7.494		
Receitas de prestação de serviços		-	-	2.297	-	-	2.134		
Receitas Financeiras		-	-	-	-	-	-		
Encargos de uso da rede elétrica		-	-	(14.740)	-	-	11.321		
		196.637	1.439	25.639	189.038	1.226	15.922		

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
INTESA	JCP / Dividendos a receber	1.334	-	-	762	-	-
	Participação societária permanente	38.152	-	-	35.646	-	-
	Fornecedores	-	1.108	-	-	924	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.660	-	-	4.107
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	720	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11.347)	-	-	(8.696)
		39.486	1.108	(6.967)	36.408	924	(4.589)
EAPSA	Cientes	131	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	242	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.379	-	-	3.090	-	-
	Participação societária permanente	92.842	-	-	261.301	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	13.521	-	-	40.404
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		96.352	-	13.521	264.633	-	40.404
SETE GAMELEIRAS	Contas a receber	5	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	20.243	-	-	19.810	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	25	-	-	56
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(743)	-	-	(88)
		20.248	-	(718)	19.825	-	(32)
S. PEDRO DO LAGO	Participação societária permanente	15.118	-	-	14.098	-	-
	Contas a receber	5	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	25	-	-	56
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(58)	-	-	(117)
		15.123	-	(33)	14.113	-	(61)
PEDRA BRANCA	Participação societária permanente	14.096	-	-	13.504	-	-
	Contas a receber	5	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	25	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	15	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	329	-	-	56
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(735)	-	-	(118)
		14.126	-	(406)	13.519	-	(62)
AMAPARI	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	41.623	-	-	-
		-	-	41.623	-	-	-
BRASVENTO MIASSABA	Cientes	68	-	-	-	-	-
	AFAC	22.885	-	-	22.885	-	-
	Participação societária permanente	8.247	-	-	9.534	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	113	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	31.131	-	-	(799)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	270	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.288)	-	-	-
		31.200	-	30.226	32.419	-	(799)
BRASVENTO EOLO	AFAC	16.691	-	-	16.691	-	-
	Participação societária permanente	5.870	-	-	6.938	-	-
	Cientes	58	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	210	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	22.306	-	-	(623)
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	135	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.068)	-	-	-
		22.619	-	21.583	23.629	-	(623)
PREVINORTE	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	-
ANDE	Cientes	-	-	-	63.659	-	-
	Outros ativos	-	-	-	23.791	-	-
	Obrigações diversas	-	-	-	-	(38.078)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	239.834
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	479
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	622
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(42.932)
		-	-	-	87.451	(38.078)	198.002
FIBRA	Contas a pagar	-	-	-	-	(42.610)	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	(2.888)	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(4.800)
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	(20.434)
		-	-	-	-	(45.499)	(25.234)
CAJUBI	Contas a pagar	-	-	-	-	(47.187)	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	(6.190)	-
	Outros passivos	-	-	-	-	887.445	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(622)
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	(90.708)
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	-	(27.269)
		-	-	-	-	834.068	(118.599)
ENERPEIXE	Contas a receber	240	-	-	536	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	25.960	-	-	29.640	-	-
	Participação societária permanente	525.378	-	-	514.735	-	-
	Outros ativos	2	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	96.604	-	-	76.524
	Receitas de prestação de serviços	-	-	86	-	-	3.046
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	2.414	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	4.914
		551.580	-	99.104	544.911	-	84.484
TRANSELESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(1.652)	-	-
	Participação societária permanente	27.187	-	-	25.687	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(160)	-	-	(126)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.840	-	-	4.041
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.631)	-	-	(1.193)
		27.187	(160)	5.209	24.035	(126)	2.848

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSUDESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(379)	-	-
	Contas a receber	-	-	-	23	-	-
	Participação societária permanente	14.007	-	-	13.871	-	-
	Outros ativos	25	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(99)	-	-	(79)	-
	Outras receitas	-	-	147	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	139	-	-	132
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.909	-	-	2.035
	Outras despesas	-	-	-	-	-	138
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(996)	-	-	(734)
		14.032	(99)	3.199	13.515	(79)	1.571
TRANSIRAPÉ	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	(460)	-	-
	Participação societária permanente	14.050	-	-	11.360	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(68)	-	-	(45)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.745	-	-	1.969
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(698)	-	-	(501)
		14.050	(68)	3.047	10.900	(45)	1.468
CENTROESTE	AFAC	-	-	-	3.527	-	-
	Contas a receber	-	-	-	52	-	-
	Participação societária permanente	17.630	-	-	20.268	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	59	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	(68)	-	-	(54)	-
	Outras receitas	-	-	79	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	729	-	-	542
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.746	-	-	3.963
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	74
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(689)	-	-	(506)	
		17.689	(68)	3.865	23.847	(54)	4.073
BAGUARI	Clientes	15	-	-	40	-	-
	AFAC	82.632	-	-	82.632	-	-
	Participação societária permanente	9.805	-	-	6.608	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.837	-	-	9.729	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.035	-	-	8.623
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	190	-	-	382
Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-	
		94.289	-	5.225	99.009	-	9.005
RETIRO BAIXO	Contas a receber	-	-	-	11	-	-
	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	2.550	-	-
	AFAC	58	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	113.123	-	-	110.020	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.103	-	-	4.010
	Receitas financeiras	-	-	3.138	-	-	1.524
Despesas financeiras	-	-	(41)	-	-	-	
		113.181	-	6.200	112.639	-	5.534
SERRA FACÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	2.289	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	60.742	-	-	-	-	-
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	298	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(26.544)	-	-	(3.885)
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-
Compra de energia	-	-	-	-	-	-	
Outras despesas	-	-	-	-	-	34	
		63.031	-	(26.246)	-	-	(3.851)
CHAPECOENSE	JCP / Dividendos a receber	17.054	-	-	(2.773)	-	-
	Clientes	448	-	-	794	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	1.113	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	345.387	-	-	303.627	-	-
	Outros ativos	751	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	90.568	-	-	32.762
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	7.227
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	4.273	-	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	309	-	-	5.943	
		363.640	-	95.150	302.761	-	45.932
MADEIRA ENERGIA	Clientes	2.011	-	-	-	-	-
	AFAC	89.700	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.416.382	-	-	1.669.041	-	-
	Contas a receber	-	-	-	3.073	-	-
	Outros contas a receber	-	-	-	1.903	-	-
	Outros ativos	163	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(18.678)	-	-	(100.459)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	15.191
	Receitas de prestação de serviços	-	-	22.771	-	-	25.406
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	19.793	-	-	-
Outras receitas	-	-	1.607	-	-	-	
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	
		2.508.256	-	25.493	1.674.017	-	(59.862)
INAMBARI	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.088)	6.640	-	(919)
	Outras despesas	-	-	(6.126)	-	-	(919)
		-	-	(7.214)	6.640	-	(919)

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO						
		31/12/2013			31/12/2012			
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	9.904	-	-	-	-	-	
	AFAC	-	-	-	24.556	-	-	
	Contas a receber	-	-	-	17	-	-	
	Participação societária permanente	78.241	-	-	83.308	-	-	
	Fornecedores	-	(79)	-	-	8	-	
	Contas a pagar	-	-	-	-	-	-	
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(21.680)	-	-	4.214	
	Outros ativos	17	-	-	-	-	-	
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	8	
	Outras Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	-	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(654)	-	-	106		
		88.162	(79)	(22.334)	107.881	8	4.100	
MGE TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	60.802	-	-	35.991	-	-	
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	201	-	-	
	AFAC	45.570	-	-	27.440	-	-	
	Outros contas a receber	-	-	-	257	-	-	
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-	
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(74)	
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1.975	
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(2.831)	-	-	-	
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.855	-	-	2.042	
			106.372	-	(976)	63.889	-	3.943
GOIÁS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	80.080	-	-	44.806	-	-	
	AFAC	51.499	-	-	56.840	-	-	
	JCP / Dividendos a receber	20.051	-	-	300	-	-	
	Outros contas a receber	-	-	-	38	-	-	
	Outros ativos	359	-	-	-	-	-	
	Fornecedores	-	(207)	-	-	-	-	
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.815)	-	-	4.567	
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.290	-	-	870	
			151.989	(207)	475	101.984	-	5.437
	REI DOS VENTOS	Clientes	60	-	-	-	-	-
AFAC		12.894	-	-	12.894	-	-	
Participação societária permanente		7.553	-	-	8.914	-	-	
Outros ativos		-	-	-	-	-	-	
Receitas de prestação de serviços		-	-	-	-	-	-	
Receitas de uso da rede elétrica		-	-	79	-	-	-	
Receitas de equivalência patrimonial		-	-	20.447	-	-	(775)	
Remuneração do ativo financeiro		-	-	187	-	-	-	
Despesas de equivalência patrimonial		-	-	(1.359)	-	-	-	
			20.507	-	19.354	21.808	-	(775)
SEFAC ENERGIA PARTICIPAÇÕES	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-	
	Participação societária permanente	-	-	-	104.098	-	-	
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-	
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-	
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-	
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(40.360)	
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	91	
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-	
	Compra de energia	-	-	-	-	-	-	
			-	-	-	104.098	-	(40.269)
TRANS SÃO PAULO	AFAC	13.132	-	-	7.987	-	-	
	Participação societária permanente	36.500	-	-	23.328	-	-	
	JCP / Dividendos a receber	5.441	-	-	566	-	-	
	Outros contas a receber	-	-	-	333	-	-	
	Outros ativos	71	-	-	-	-	-	
	Fornecedores	-	(20)	-	-	-	-	
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.013	-	-	755	
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	15.107	-	-	2.378	
	Outras Receitas	-	-	229	-	-	-	
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(293)	-	-	(24)	
Outras Despesas	-	-	-	-	-	-		
		55.144	(20)	16.056	32.214	-	3.109	
TRANS GOIÁS	AFAC	93	-	-	-	-	-	
	Participação societária permanente	2.369	-	-	2.513	-	-	
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-	
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(487)	-	-	(273)	
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-	
		2.462	-	(487)	2.513	-	(273)	
CALDAS NOVAS	AFAC	-	-	-	6.417	-	-	
	Outros contas a receber	-	-	-	98	-	-	
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-	
	Participação societária permanente	10.634	-	-	50	-	-	
	Outros ativos	176	-	-	-	-	-	
	Outras receitas	404	-	-	-	-	-	
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11)	-	-	-	
	Outras despesas	-	-	-	-	-	684	
	Receitas de prestação de serviços	-	-	170	-	-	-	
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.578	-	-	-	
		11.214	-	1.737	6.565	-	684	

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
IE GARANHUS	Participação societária permanente	98.659	-	-	14.956	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.853	-	-	255
		98.659	-	2.853	14.956	-	255
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	AFAC	2.728	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.907	-	-	931	-	-
	Outros ativos	94	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	537	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	5	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	810	-	-	-
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(131)	-	-	-	
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	
		5.729	-	1.221	931	-	-
TSLE	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	AFAC	102.620	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	16.901	-	-	5.100	-	-
	Outros ativos	474	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	5.100	-	-
	Outros passivos	-	5	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	120	-	-	(564)
	Outras Receitas	-	-	8.236	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	52
		119.995	5	8.356	-	-	(512)
Energia dos Ventos I	AFAC	5.175	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	198	-	-	167	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.373	-	(23)	167	-	-
Energia dos Ventos II	AFAC	3.121	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	154	-	-	123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		3.275	-	(23)	123	-	-
Energia dos Ventos III	AFAC	4.655	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	186	-	-	152	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	61	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		4.841	-	36	152	-	-
Energia dos Ventos IV	AFAC	6.811	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	210	-	-	216	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(26)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.021	-	(26)	216	-	-
Energia dos Ventos V	AFAC	5.454	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	183	-	-	157	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.637	-	(23)	157	-	-
Energia dos Ventos VI	AFAC	7.585	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	181	-	-	206	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.766	-	(25)	206	-	-
Energia dos Ventos VII	AFAC	7.634	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	205	-	-	216	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.839	-	(25)	216	-	-
Energia dos Ventos VIII	AFAC	5.454	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	164	-	-	157	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(22)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	10	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.618	-	(12)	157	-	-
Energia dos Ventos IX	AFAC	5.562	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	186	-	-	167	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(24)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.748	-	(24)	167	-	-
Energia dos Ventos X	AFAC	4.131	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	178	-	-	137	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(23)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		4.309	-	(23)	137	-	-



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
JUNCO I	Participação societária permanente	5.193	-	-	106	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(148)	-	-	(38)
		5.193	-	(148)	106	-	(38)
JUNCO II	Participação societária permanente	5.285	-	-	111	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(61)	-	-	(33)
		5.285	-	(61)	111	-	(33)
CAIÇARA I	Participação societária permanente	5.280	-	-	114	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(69)	-	-	(30)
		5.280	-	(69)	114	-	(30)
CAIÇARA II	Participação societária permanente	3.399	-	-	67	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(56)	-	-	(29)
		3.399	-	(56)	67	-	(29)
EXTREMOZ	Participação societária permanente	1.505	-	-	53	-	-
	AFAC	178.150	-	-	34.525	-	-
	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.452	-	-	53
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		179.655	-	1.452	34.578	-	53
NORTE ENERGIA	Outros ativos	35	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	631.824	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	841.589	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.000)	-	-	-
		631.859	-	835.589	-	-	-
AETE	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	39.235	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.022	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.831)	-	-	-
		-	-	38.426	-	-	-
BRASNORTE	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	139	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	105.921	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	4.747	-	-	-	-
		-	4.886	(1.643)	-	-	-
		-	4.886	104.278	-	-	-
AGUAS DA PEDRA	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	96.220	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	690	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		-	-	96.910	-	-	-
ESTAÇÃO TRANSM	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	-
	Outros passivos (especificar, se relevante)	1.646	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	743.762	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	40	-	-	-
	Outras receitas (especificar, se relevante)	-	-	-	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
		-	-	(10.934)	-	-	-
		1.646	-	732.868	-	-	-
INTEGRAÇÃO TRANS.	Outros ativos	272	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	121.999	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.386	-	-	-
		-	-	(8.264)	-	-	-
		272	-	117.121	-	-	-
LINHA VERDE	Outros ativos	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	23.257	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		-	-	23.257	-	-	-
RIO BRANCO	Outros ativos	152	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	176	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
		152	176	-	-	-	-
CONSTRUTORA INTEG	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	24.638	-	-	-
		-	-	24.638	-	-	-
TRANSNORTE	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	42.584	-	-	-
		-	-	42.584	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CTEEP	JCP / Dividendos a receber	1.114	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	18.140	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.673	-	-	-
		19.254	-	5.673	-	-	-
EMAE	Participação societária permanente	5.407	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(4.994)	-	-	-
		5.407	-	(4.994)	-	-	-
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	10.908	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	443	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	146	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	302	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(443)	-	-	-
		11.351	-	5	-	-	-
CEPEL	Outras despesas (Despesas Operacionais)	-	-	(10.924)	-	-	-
		-	-	(10.924)	-	-	-
TME	Outros passivos	-	294	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	75.656	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.902)	-	-	-
		-	294	72.754	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Participação societária permanente	17.801	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	161	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	208	-	-	-
		17.801	-	369	-	-	-
Centrais Eólica Famosa I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	3.807	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	3.455	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(305)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		7.262	-	(305)	-	-	-
Centrais Eólica Pau Brasil S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	2.538	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.302	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(225)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		4.840	-	(225)	-	-	-
Centrais Eólica São Paulo S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	2.856	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.594	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(241)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		5.450	-	(241)	-	-	-
Centrais Eólica Rosada S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.759	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	4.326	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(347)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
		9.085	-	(347)	-	-	-
ESBR Part.	Participação societária permanente	-	-	-	939.825	-	-
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(231)	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(4.352)
		-	-	-	939.825	(231)	(4.352)
FOTE	Participação societária permanente	5	-	-	-	-	-
		5	-	-	-	-	-
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Outras Receitas	-	-	16	-	-	-
	Participação societária permanente	663	-	-	-	-	-
		663	-	16	-	-	-
PUNAÚ I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	123	-	-	-	-	-
		123	-	-	-	-	-
CARNAÚBA I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	113	-	-	-	-	-
		113	-	-	-	-	-
CARNAÚBA II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
CARNAÚBA III EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	83	-	-	-	-	-
		83	-	-	-	-	-
CARNAÚBA V EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	123	-	-	-	-	-
		123	-	-	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2013			31/12/2012		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CERVANTES I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	83	-	-	-	-	-
		83	-	-	-	-	-
CERVANTES II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	64	-	-	-	-	-
		64	-	-	-	-	-
BOM JESUS EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
CACHOEIRA EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	64	-	-	-	-	-
		64	-	-	-	-	-
PITIMBU EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
SÃO CAETANO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	132	-	-	-	-	-
		132	-	-	-	-	-
SÃO CAETANO I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	93	-	-	-	-	-
		93	-	-	-	-	-
SÃO GALVÃO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	122	-	-	-	-	-
		122	-	-	-	-	-
SINOP	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1	-	-	-
		-	-	1	-	-	-
Ventos de Santa Joana IX	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana X	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XI	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XII	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XIII	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XV	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana XVI	Participação societária permanente	7.690	-	-	-	-	-
		7.690	-	-	-	-	-

## NOTA 47 - Remuneração do Pessoal Chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.409	4.822	25.548	22.432
Salários e encargos sociais	1.282	1.216	5.698	5.046
Outros	528	543	2.617	3.029
	<u>7.219</u>	<u>6.581</u>	<u>33.863</u>	<u>30.507</u>

## NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES

### 48.1 Leilão de Transmissão do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte

Em 7 de fevereiro de 2014, o consórcio formado por Furnas (24,5%), Eletronorte (24,5%) e a empresa chinesa State Grid Brasil Holding (51%) arrematou, no Leilão de Transmissão nº 11/2013 da Aneel, realizado na sede da Bovespa, em São Paulo, o sistema de transmissão do Complexo Hidrelétrico (CHE) de Belo Monte, em construção no rio Xingu, no Pará. O Lote AB, único do certame, que compreende a construção, montagem, operação e manutenção do empreendimento, foi conquistado com lance de R\$ 434.647, representando 38% de deságio sobre a Receita Anual Permitida Máxima (aproximadamente R\$ 701.040). O investimento previsto é de R\$ 5 bilhões.

O sistema de transmissão permitirá o escoamento da energia do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte ao Sistema Interligado Nacional por meio de um sistema de transmissão em extra-alta tensão em corrente contínua de  $\pm 800$  kV, inédito no país. O circuito é composto de duas estações conversoras de corrente alternada 500 kV para corrente contínua  $\pm 800$  kV. A primeira terá capacidade de conversão de 4.000 MW e será construída na Subestação de Xingu (500 kV), localizada a 17 km da usina, que se conecta à interligação Manaus – Tucuruí; a segunda terá capacidade de conversão de 3.850 MW e será construída na área contígua à Subestação Estreito, em Minas Gerais.

A Linha de Transmissão Xingu-Estreito ( $\pm 800$ kV) ligará as duas estações e terá 2.092 km, cruzando os estados de Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. A previsão de conclusão do sistema de transmissão é janeiro de 2018 e o prazo de concessão é de 30 anos.

### 48.2 Contrato de Confissão de Dívida – Amazonas Energia

A Diretoria Executiva da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. resolveu aprovar e submeter à deliberação do Conselho de Administração, e posteriormente encaminhar à Eletrobras, a assinatura do Contrato de Confissão de Dívida (CCD), com parcelamento, junto à Petrobras Distribuidora S.A., no valor de R\$ 1.112.806, com data base de correção em 31/12/2013, a ser pago em 85 parcelas mensais e sucessivas, de R\$ 13.092, corrigidos pela Taxa SELIC, na data de pagamento de cada parcela. Esta transação não gerou efeito no resultado em 2013.

---

### **48.3. Aquisição de participação acionária – Eletronorte**

A Diretoria Executiva aprovou no dia 02 de outubro de 2013, a aquisição da participação acionária da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na Sociedade de Propósito Específico, a Linha Verde Transmissora de Energia S.A, envolvendo a aquisição pela Eletronorte da totalidade da participação neste investimento.

O Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a transação em fevereiro de 2014. No entanto, a transação está condicionada à manifestação favorável da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, e Banco da Amazônia, pois esse último é responsável pelo financiamento obtido na Linha Verde Transmissora de Energia S.A.

### **48.4 Plano de Sucessão Programada dos Empregados - Eletronuclear**

A Companhia instituiu em fevereiro de 2014 o Plano de Sucessão Programada dos Empregados – PSPE, conforme aprovado na 282ª reunião do conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, de 19/12/2012, com o início das adesões para março de 2014 e o início dos desembolsos por conta dos desligamentos para agosto de 2014, de acordo com o fluxo financeiro de caixa da Companhia para o 2º semestre de 2014. Na forma da legislação societária, tão logo as adesões ao PSPE sejam finalizadas há de se reconhecer contabilmente seus efeitos como um todo, o que pode afetar significativamente os resultados da companhia nos anos de 2014 e possivelmente 2015.

### **48.5 Leilão de Geração 009/2013 - Eletrosul**

Em 28 de janeiro de 2014, a controlada Eletrosul passou a integrar novas Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme quadro abaixo, constituídas em decorrência do leilão de geração 009/2013-ANEEL.

SPE	Parque Eólico	% Part.	Acionista	%	Potência Nominal (MW)	Garantia Física (MWm)
Eólica Hermengildo I S.A.	Verace 24	99,99%	Renobrax	0,01%	18,7	9,2
	Verace 25				6,8	3,3
	Verace 26				13,6	7,0
	Verace 27				15,3	7,9
Eólica Hermengildo II S.A.	Verace 28	99,99%	Renobrax	0,01%	11,9	5,9
	Verace 29				17,0	8,3
	Verace 30				17,0	8,2
	Verace 31				8,5	4,2
Eólica Hermengildo III S.A.	Verace 34	99,99%	Renobrax	0,01%	13,6	6,7
	Verace 35				11,9	5,8
	Verace 36				20,4	9,7
Eólica Coxilha Seca S.A.	Capão Inglês	99,99%	Renobrax	0,01%	10,0	3,9
	Colhilha Seca				30,0	11,8
	Galpões				8,0	3,0
Eólica Chuí IX S.A.	Chuí 09	99,99%	Renobrax	0,01%	17,0	7,8

#### **48.6. UTEs Rio Branco I e Rio Branco II**

A Aneel, no uso das suas atribuições regimentais, recomendou ao Ministério de Minas e Energia (MME) a extinção da autorização de serviço público das Usinas Termelétricas (UTES) Rio Branco I e Rio Branco II, outorgada à Companhia por meio da Portaria DNAEE nº 156/1990, além declarar que a extinção da autorização não enseja em indenização por investimentos não amortizados.

Os saldos destas UTEs, em 31 de dezembro de 2013, estão totalmente provisionados na Eletronorte.

#### **48.7 CELG Distribuição**

Em 29 de janeiro de 2014, foi assinado o Termo de Entendimento entre a Eletrobras, o Estado de Goiás, a Companhia CELG de Participações – CELGPAR e a CELG Distribuição S.A. – CELG D, com o objetivo de manter as negociações para aquisição de até 51% (cinquenta e um por cento) das ações ordinárias da CELG D pela Eletrobras, nos termos dos instrumentos jurídicos anteriormente celebrados.

#### **48.8 Plano de Recuperação – Rede Energia (CEMAT)**

Através da Resolução Autorizativa nº 4.510, de 28 de Janeiro de 2014 a ANEEL anuiu à transferência de controle societário do Grupo Rede Energia para a Energisa S.A. A referida resolução ainda aprovou o plano apresentado pelo Grupo Rede Energia e detalhado pelo Grupo Energisa, para a recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção nas distribuidoras do Grupo Rede. A Transferência do controle do Grupo Rede ainda está condicionado ao cumprimento de outras condições precedentes previstas no Compromisso de Investimento, Compra e

---

Venda de Ações e Outras Avenças, celebrado entre a Energisa e o acionista controlador do Grupo Rede.

#### **48.9 UHE Itaparica - Transferência das infraestruturas de uso comum dos perímetros irrigados de Itaparica da Chesf para a Codevasf**

De acordo com o aviso Ministerial Nº 35/2014/GM-MME, o Ministério da Integração Nacional está viabilizando a transferência das infraestruturas de uso comum dos perímetros irrigados de Itaparica da Chesf para Codevasf. Neste sentido, a Codevasf está tomando iniciativas a fim de permitir a Companhia a assumir a Operação e Manutenção da Infraestrutura de irrigação de uso comum a partir 01 de junho de 2014 (vide nota 35).

**José da Costa Carvalho Neto**  
*Presidente*

**Armando Casado de Araújo**  
*Diretor Financeiro e de Relações com  
Investidores*

**Valter Luiz Cardeal de Souza**  
*Diretor de Geração*

**Manoel Aguinaldo Guimarães**  
*Diretor de Administração - interino*

**Luis Hiroshi Sakamoto**  
*Diretor de Distribuição - interino*

**José Antônio Muniz Lopes**  
*Diretor de Transmissão*

**Rodrigo Vilella Ruiz**  
**Contador**  
**CRC 088488/9 O - DF**



**CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL**

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

**BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**

(Valores expressos em reais)

	2013	A.V. %	2012	A.V. %	A.H. %
<b>ATIVO</b>	<b>439.266.685</b>	<b>100,0</b>	<b>279.233.606</b>	<b>100,0</b>	<b>57,3</b>
<b>CIRCULANTE</b>	<b>286.107.937</b>	<b>65,1</b>	<b>144.827.988</b>	<b>51,9</b>	<b>97,6</b>
<b>DISPONIBILIDADES</b> (nota 3, pág. 9)	<b>44.755.151</b>	<b>10,2</b>	<b>37.755.197</b>	<b>13,5</b>	<b>18,5</b>
Caixa	2.464	0,0	5.937	0,0	(58,5)
Bancos Conta Movimento	447.208	0,1	365.035	0,1	22,5
Aplicações Financeiras	44.305.479	10,1	37.384.225	13,4	18,5
<b>CRÉDITOS, BENS E VALORES REALIZÁVEIS</b>	<b>241.352.786</b>	<b>54,9</b>	<b>107.072.791</b>	<b>38,4</b>	<b>125,4</b>
Recursos Vinculados (nota 4, pág. 9)	229.123.727	52,2	99.605.340	35,8	130,0
Contas a Receber (notas 5, 5.1, 5.2 e 5.3, pág. 10, 11 e 12)	9.284.073	2,1	4.228.747	1,5	119,5
Despesas Pagas Antecipadamente	686.884	0,1	613.670	0,2	11,9
Adiantamentos e Antecipações (nota 6, pág. 12)	1.229.483	0,3	1.390.913	0,5	(11,6)
Outros Créditos	1.028.619	0,2	1.234.121	0,4	(16,4)
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>153.158.748</b>	<b>34,9</b>	<b>134.405.618</b>	<b>48,1</b>	<b>14,0</b>
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>12.986.482</b>	<b>3,0</b>	<b>4.541.285</b>	<b>1,6</b>	<b>186,0</b>
Despesas Pagas Antecipadamente	19.889	0,0	53.985	0,0	(63,2)
Tributos e Contribuições a Recuperar (nota 7, pág. 13)	5.060.373	1,2	4.487.300	1,6	12,8
Contas a Receber-Contribuição Complementar(nota 14,pág.16)	7.906.220	1,8	-	-	0,0
<b>IMOBILIZADO</b> (nota 8, pág. 13)	<b>137.710.265</b>	<b>31,3</b>	<b>127.265.622</b>	<b>45,6</b>	<b>8,2</b>
Em Operação	216.324.423	49,3	202.089.637	72,4	7,0
(-) Depreciação Acumulada	(153.904.434)	(35,0)	(144.070.307)	(51,6)	6,8
Em Processamento	75.290.276	17,0	69.246.292	24,8	8,7
<b>INTANGÍVEL</b> (nota 9, pág. 13 e 14)	<b>2.462.001</b>	<b>0,6</b>	<b>2.598.711</b>	<b>0,9</b>	<b>(5,3)</b>
Intangíveis	23.156.985	5,3	22.740.271	8,1	1,8
(-)Amortização Acumulada	(20.694.984)	(4,7)	(20.141.560)	(7,2)	2,7
<b>PASSIVO</b>	<b>439.266.685</b>	<b>100,0</b>	<b>279.233.606</b>	<b>100,0</b>	<b>57,3</b>
<b>CIRCULANTE</b>	<b>61.434.504</b>	<b>14,0</b>	<b>46.847.554</b>	<b>16,8</b>	<b>31,1</b>
Obrigações a Pagar (nota 11, pág. 14)	15.429.925	3,5	17.088.270	6,1	(9,7)
Impostos e Contribuições a Recolher	2.471.058	0,5	2.939.763	1,1	(15,9)
Empréstimos e Financiamentos (nota 12, pág.15)	1.813.011	0,4	1.690.611	0,6	7,2
Provisões s/Folha de Pagamento (nota 13, pág. 15)	23.120.590	5,4	25.128.910	9,0	(8,0)
Provisões p/Prog. Incentivo ao Desligamento-PID(nota 14,pág.16)	18.599.920	4,2	-	-	0,0
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>287.801.002</b>	<b>65,5</b>	<b>147.512.027</b>	<b>52,8</b>	<b>95,1</b>
<b>EXIGÍVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>287.801.002</b>	<b>65,5</b>	<b>147.512.027</b>	<b>52,8</b>	<b>95,1</b>
Empréstimos e Financiamentos (nota 12, pág.15)	16.021.937	3,5	17.150.813	6,1	(6,6)
Obrigações de Convênio (nota 15, pág.17 e 18)	261.183.800	59,5	125.400.376	44,9	108,3
Provisões – Fundação Eletros (nota 10, pág. 14)	246.399	0,1	221.689	0,1	11,1
Provisões p/Prog. Incentivo ao Desligamento-PID(nota 14,pág.16)	7.823.345	1,8	-	-	0,0
Provisões p/Contingências (nota 16, pág. 18 19)	2.525.521	0,6	4.739.149	1,7	(46,7)
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>90.031.179</b>	<b>20,5</b>	<b>84.874.025</b>	<b>30,4</b>	<b>6,1</b>
Patrimônio Social	84.877.475	19,3	56.793.111	20,3	49,5
Superávit/Déficit do Exercício	5.153.704	1,2	28.080.914	10,1	(81,6)

Albert Cordeiro Geber de Melo  
Diretor Geral

Paulo Tadeu Paes Alves  
Contador – CRC RJ-096264/O-0

**CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL**

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**

(Valores expressos em reais)

	2013	A V.%	2012	AV.%	A.H.%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>270.771.103</b>	<b>100,0</b>	<b>215.682.908</b>	<b>100,0</b>	<b>25,5</b>
<b>CONTRIBUIÇÃO ESTATUTÁRIA</b>	<b>172.690.711</b>	<b>63,7</b>	<b>195.311.340</b>	<b>90,6</b>	<b>(11,6)</b>
ELETROBRAS	132.505.030	48,9	148.589.233	68,9	(10,8)
ASSOCIADOS	38.753.222	14,3	45.243.016	21,0	(14,3)
PARTICIPANTES	1.049.053	0,4	1.072.447	0,5	(2,2)
COLABORADORES	383.406	0,1	406.644	0,2	(5,7)
<b>CONTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR</b>	<b>80.593.863</b>	<b>29,8</b>	-	-	<b>0,0</b>
<b>RECEITAS VINCULADAS A PROJETOS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.300.000</b>	<b>2,4</b>	<b>(100,0)</b>
SERVIÇOS PRESTADOS (ver nota 17, pág.19)	17.135.943	6,4	15.068.055	7,0	13,7
<b>OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS</b>	<b>350.586</b>	<b>0,1</b>	<b>3.513</b>	<b>0,0</b>	<b>9876,8</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>266.971.082</b>	<b>100,0</b>	<b>189.066.685</b>	<b>100,0</b>	<b>41,2</b>
PESSOAL PERMANENTE (nota 18, pág.19 e 20)	204.368.219	76,6	123.538.999	65,4	65,4
SERVIÇOS DE TERCEIROS	25.304.215	9,5	23.491.530	12,4	7,7
DESPESAS GERAIS (ver nota 19, pág. 20)	25.943.952	9,7	31.037.746	16,4	(16,4)
DESPESAS TRIBUTÁRIAS (ver nota 20, pág.21)	924.966	0,3	796.805	0,4	16,1
<b>DEPRECIações E AMORTIZAções</b>	<b>10.429.730</b>	<b>3,9</b>	<b>10.201.605</b>	<b>5,4</b>	<b>2,2</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO</b>					
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>3.800.021</b>	<b>1,4</b>	<b>26.616.223</b>	<b>12,3</b>	<b>(85,7)</b>
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>	<b>3.473.614</b>	<b>1,4</b>	<b>3.678.431</b>	<b>1,7</b>	<b>(5,6)</b>
JUROS/DESCONTOS	15.127	0,0	44.023	0,0	(65,6)
APLICAções FINANCEIRAS	2.756.054	1,1	3.041.953	1,4	(9,4)
VARIAção CAMBIAL	101.844	0,1	56.625	0,1	79,9
VARIAção MONETÁRIA	597.670	0,2	508.273	0,2	17,6
OUTRAS RECEITAS FINANCEIRAS	2.919	0,0	27.557	0,0	(89,4)
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>	<b>2.117.417</b>	<b>0,8</b>	<b>2.166.387</b>	<b>1,0</b>	<b>(2,3)</b>
JUROS PAGOS OU INCORRIDOS	1.069.643	0,4	1.081.345	0,5	(1,1)
VARIAção CAMBIAL	17.183	0,0	1.727	0,0	895,0
VARIAção MONETÁRIA	1.007.123	0,4	1.062.599	0,5	(5,2)
DESPESAS BANCÁRIAS	18.127	0,0	20.716	0,0	(12,5)
OUTRAS DESPESAS FINANCEIRAS	5.342	0,0	-	-	0,0
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>1.356.197</b>	<b>0,6</b>	<b>1.512.044</b>	<b>0,7</b>	<b>(10,3)</b>
<b>OUTRAS RECEITAS/DESPESAS</b>	<b>(2.514)</b>	<b>0,0</b>	<b>(47.353)</b>	<b>0,0</b>	<b>94,7</b>
<b>SUPERAVIT/DEFICIT DO EXERCÍCIO</b>	<b>5.153.704</b>	<b>1,9</b>	<b>28.080.914</b>	<b>13,0</b>	<b>(81,6)</b>

**CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL**  
**Associação Civil sem Fins Lucrativos**  
**CNPJ: 42.288.886/0001-60**  
**DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**  
**(Valores expressos em reais)**

Descrição	2013	2012
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Superávit (Déficit) do Exercício</b>	<b>5.153.703</b>	<b>28.080.914</b>
<b>Ajustes p/reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas operações:</b>		
Depreciações e Amortizações	10.429.730	10.201.605
Variações Monetárias Líquidas	411.606	554.326
Perda (ganho) na Baixa de Bens do Ativo	6.822	20.062
Provisão (reversão) para Contingências	1.568.918	4.352.766
Provisão (reversão) para Créditos de Liquidação Duvidosa	(54.939)	8.157
<b>Subtotal</b>	<b>17.515.840</b>	<b>43.217.830</b>
<b>Aumento (redução) nos Ativos Operacionais</b>		
Recursos Vinculados	(129.518.387)	(95.027.253)
Contas a Receber	(12.906.607)	(74.436)
Adiantamentos e Antecipações	161.430	308.119
Depósitos Judiciais	(3.782.546)	(7.932.580)
Despesas Pagas Antecipadamente	(39.118)	16.303
Outros Créditos	205.501	(76.994)
	<b>(145.879.727)</b>	<b>(102.786.841)</b>
<b>Aumento (redução) nos Passivos Operacionais</b>		
Obrigações a Pagar	(1.658.345)	4.621.242
Tributos e Contribuições Sociais	(468.705)	527.038
Provisões sobre a Folha de Pagamento	(2.008.320)	1.199.982
Empréstimos e Financiamentos	(1.966.444)	(1.184.929)
Provisão para o Plano de Incentivo ao Desligamento - PID	26.423.265	-
	<b>20.321.451</b>	<b>5.163.333</b>
<b>Caixa Líquido das Atividades Operacionais</b>	<b>(108.042.436)</b>	<b>(54.405.678)</b>
<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS</b>		
Passivo de Convênios	135.783.424	95.355.913
<b>Caixa Líquido das Atividades de Financiamentos</b>	<b>135.783.424</b>	<b>95.355.913</b>
<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS</b>		
Aquisição de Ativo Imobilizado e Intangível	(20.741.034)	(20.596.534)
<b>Caixa Líquido das Atividades de Investimento</b>	<b>(20.741.034)</b>	<b>(20.596.534)</b>
<b>Aumento (redução) no Caixa e Equivalentes de Caixa</b>	<b>6.999.954</b>	<b>20.353.701</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	37.755.196	17.401.495
Caixa e Equivalentes de Caixa no Fim do Período	44.755.150	37.755.196
	<b>6.999.954</b>	<b>20.353.701</b>

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012

(Valores expressos em reais)

Descrição	2013	2012
<b>RECEITAS</b>	<b>271.335.866</b>	<b>216.095.920</b>
CONTRIBUIÇÕES ESTATUTÁRIAS	172.690.711	195.311.340
CONTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR	80.593.863	-
CONTRIBUIÇÕES VINCULADAS A PROJETOS	-	5.300.000
SERVIÇOS PRESTADOS	17.648.281	15.536.576
OUTRAS RECEITAS	350.586	3.514
PROVISÃO/REVERSÃO DEVEDORES DUVIDOSOS	54.939	(8.157)
RECEITAS/DESPESAS NÃO OPERACIONAIS	(2.514)	(47.353)
<b>INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>	<b>48.311.244</b>	<b>48.837.723</b>
SERVIÇOS DE TERCEIROS	25.304.215	23.491.530
MATERIAIS E DESPESAS DE IMPORTAÇÃO	1.601.634	2.393.094
VIAGENS	1.476.027	1.827.516
CONSERVAÇÃO E LIMPEZA	1.752.909	1.476.588
SEGURANÇA	1.893.377	1.975.186
REPRODUÇÃO E CÓPIAS	71.438	58.160
TRANSPORTES	4.746.702	4.702.572
COPA E RESTAURANTE	2.071.438	1.992.811
ENERGIA ELÉTRICA, TELEFONE, ÁGUAS E OUTROS	4.048.291	4.803.592
MANUTENÇÃO E REPAROS	2.755.346	2.464.946
BIBLIOTECA	1.543.602	1.589.335
CONDUÇÃO E REFEIÇÃO	317.464	451.366
CONGRESSOS, CURSOS E SEMINÁRIOS	380.405	758.921
SALDO DE CONVÊNIOS E DESPESAS LEGAIS E JUDICIAIS	9.813	15.878
CONTRIBUIÇÕES INSTITUCIONAIS	52.375	186.033
DESPESA COM PUBLICIDADE	179.970	302.249
DESPESAS DIVERSAS	106.240	347.946
<b>VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>223.024.622</b>	<b>167.258.197</b>
<b>RETENÇÕES</b>	<b>11.998.649</b>	<b>14.554.371</b>
DEPRECIÇÃO E AMORTIZAÇÃO	10.429.730	10.201.605
PROVISÕES/REVERSÕES P/CONTINGÊNCIAS	1.568.919	4.352.766
<b>VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	<b>211.025.972</b>	<b>152.703.826</b>
<b>VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>	<b>3.473.614</b>	<b>3.678.430</b>
RECEITAS FINANCEIRAS	3.473.614	3.678.430
<b>VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<b>214.499.586</b>	<b>156.382.256</b>
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>	<b>214.499.586</b>	<b>156.382.256</b>
DESPESAS COM PESSOAL	204.368.218	123.538.999
IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	1.437.304	1.265.326
ALUGUÉIS E SEGUROS	1.422.943	1.330.631
DESPESAS FINANCEIRAS	2.117.417	2.166.386
SUPERAVIT/DEFICIT DO EXERCÍCIO	5.153.704	28.080.914

**CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL**

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO DE 2013**

(Valores expressos em reais)

COMPONENTES	PATRIMÔNIO	DOAÇÃO DE BENS	SUPERAVIT/DEFICIT ACUMULADO	TOTAL
<b>Saldo em 31/12/2010</b>	<b>57.375.805</b>	-	<b>(20.699.720)</b>	<b>36.676.085</b>
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	(20.699.720)	-	20.699.720	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	-	-	-	-
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	20.112.770	20.112.770
<b>Saldo em 31/12/2011</b>	<b>36.676.085</b>	-	<b>20.112.770</b>	<b>56.788.855</b>
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	20.112.770	-	(20.112.770)	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	4.256	-	-	4.256
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	28.080.914	28.080.914
<b>Saldo em 31/12/2012</b>	<b>56.793.111</b>	-	<b>28.080.914</b>	<b>84.874.025</b>
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	28.080.914	-	(28.080.914)	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	-	3.450	-	3.450
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	5.153.704	5.153.704
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>84.874.025</b>	<b>3.450</b>	<b>5.153.704</b>	<b>90.031.179</b>

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013. (Valores expressos em reais)

### NOTA 1 – OBJETIVO DA ASSOCIAÇÃO

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é uma Associação Civil sem Fins Lucrativos, que tem por objetivo promover uma infra-estrutura científica e de pesquisa visando ao desenvolvimento no País de tecnologia avançada no campo dos sistemas e equipamentos elétricos.

A Associação foi constituída em 17 de janeiro de 1974, respaldada na Resolução Eletrobras nº 950/73 de 27 de novembro de 1973 e Deliberação Eletrobras nº 190/73 de 14 de dezembro de 1973. A Associação tem como sede a cidade do Rio de Janeiro, sendo sua duração por tempo indeterminado.

### NOTA 2 – PRINCIPAIS DIRETRIZES CONTÁBEIS

#### 1 – DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DE ACORDO COM AS NORMAS DA LEGISLAÇÃO SOCIETÁRIA:

A Associação, embora sem fins lucrativos, adota os princípios de contabilidade estabelecidos na Lei nº 6404/76 (Lei das Sociedades por Ações) e alterações promovidas pela Lei nº 11638/07 e pela Lei nº 11941/09. Seus principais procedimentos contábeis podem ser resumidos como se segue:

- a) As receitas e despesas são registradas com base no regime de competência;
- b) As aplicações financeiras figuram por seu valor aplicado, acrescido da remuneração auferida até a data do levantamento do Balanço;
- c) O Imobilizado está contabilizado pelo custo corrigido monetariamente até o exercício de 1995, de acordo com a legislação em vigor, deduzido da depreciação acumulada em conta específica, com base em taxas que levam em consideração a vida útil econômica dos bens;
- d) As provisões de férias e do 13º Salário são registradas com base nos art. 337 e 338 do Decreto nº 3000 de 26 de março de 1999;
- e) No Ativo Não Circulante, a conta de Projetos Tecnológicos, que fazia parte do grupo Diferido, passou a ser apresentada no grupo Intangível, em atendimento ao estabelecido na Lei nº 11638/07. Assim como passam a ser parte integrante destas Demonstrações Financeiras as Demonstrações de Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado, conforme determina a nova redação do art. 188 da Lei nº 6404/76, alterado pela Lei nº 11638/07.

#### 1.1 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS:

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações e na Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incorporam as alterações trazidas pelas Leis nº 11638/07 e 11941/09.

Com o advento da Lei nº 11638/07, que atualizou a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade (“International Financial Reporting Standart – IFRS”), novas normas e pronunciamentos técnicos contábeis vêm sendo expedidos em consonância com os padrões internacionais de contabilidade pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC.

### **Informações por Segmento**

A administração da Associação entendeu ser irrelevante a informação por segmento, tendo em vista que o montante das receitas oriundas da prestação de serviços de análises e ensaios (R\$ 5.569.188) representa apenas 2,05% da Receita Operacional Líquida (R\$ 270.771.103). As demais receitas estão vinculadas às Contribuições Estatutárias e à carteira de Projetos Institucionais delas derivada.

### **Ajuste a Valor Presente**

A fim de atender ao Pronunciamento CPC 12, a administração da Associação resolveu proceder ao Ajuste a Valor Presente do seu Contas a Receber, relativamente a seus títulos cujo vencimento ocorrerão em sessenta dias ou mais. Para o desconto a valor presente, utilizou-se a taxa de 9,25% referente à estimativa para a variação da Taxa SELIC no ano de 2013.

### **Redução do Valor Recuperável do Ativo Imobilizado**

A administração da Associação, amparada por parecer técnico emitido por Consultoria Jurídica independente, resolveu não aplicar os testes de recuperabilidade de seu Ativo Imobilizado, por entender que a constituição jurídica da Associação e a natureza de seus ativos não são qualificáveis como estando no escopo do Pronunciamento CPC 01.

### **2 – ALTERAÇÕES DA LEI Nº 9249/95:**

A referida Lei, em seu art. 4º, veda a utilização da correção monetária a partir de exercício de 1996, inclusive para fins societários. Sendo assim, as informações estão apresentadas pela legislação societária, comparativamente com o exercício anterior, a valores históricos.

### **3 – ISENÇÕES:**

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é beneficiado pelos seguintes dispositivos legais:

#### **Imposto de Renda:**

##### **Ato Declaratório nº 26 de 10/03/1976 – Receita Federal:**

*“Declara isenta do pagamento do Imposto de Renda o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, com endereço na Cidade Universitária – Ilha do Fundão, nesta capital, inscrita no Cadastro Geral de Contribuintes sob o número 42.288.886/0001-60, ficando a continuidade do favor fiscal condicionada no cumprimento das formalidades e obrigações constantes da Portaria Ministerial número GB-337 de 02 de setembro de 1969, e da Instrução Normativa número 2 de 12 de setembro de 1969 da Secretaria da Receita Federal”*

##### **Artigos 15 e 18 da Lei nº 9532/97:**

*“Consideram isentas as instituições de caráter filantrópico, recreativo, cultural e científico e as associações civis que prestem os serviços para os quais houverem sido instituídas e os coloquem à disposição do grupo de pessoas a que se destinam, sem fins lucrativos”*

##### **Artigo 174 do Decreto nº 3000 de 26/03/1999:**

*“Estão isentas as instituições de caráter filantrópico, recreativo, cultural e científico e as associações civis que prestem os serviços para os quais houverem sido instituídas e os coloquem à disposição do grupo de pessoas a que se destinam, sem fins lucrativos (Lei nº 9532/97, art. 15 e 18)”*

**Imposto sobre Importação e Produtos Industrializados:**

**Lei Federal nº 8010/90:**

*“Art. 1º - São isentas dos impostos de importações e sobre produtos industrializados e do adicional ao frete para a renovação da Marinha Mercante as importações de máquinas, equipamentos, aparelhos e instrumentos, bem como suas partes e peças de reposição, acessórios, matérias-primas e produtos intermediários, destinados a pesquisa científica e tecnológica. § 2º O disposto neste artigo aplica-se somente às importações realizadas pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), e por entidades sem fins lucrativos no fomento, na coordenação ou na execução de programas de pesquisa científica e tecnológica ou de ensino, devidamente credenciadas pelo CNPq”*

**Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços:**

**Convênio 104/89:**

*“Autoriza os Estados e o Distrito Federal a conceder isenção na importação de aparelhos, máquinas, equipamentos e instrumentos médico-hospitalares ou técnico-científicos laboratoriais, sem similar nacional, por órgãos ou entidades da administração pública, direta ou indireta, bem como fundações ou entidades beneficentes ou de assistência social, que preencham os requisitos previstos no art. 14 do Código Tributário Nacional”*

**4 – ALÍQUOTAS DIFERENCIADAS:**

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é beneficiado com alíquotas diferenciadas relativamente aos seguintes impostos e contribuições:

**Imposto sobre Serviços:**

**Lei Complementar nº 116/2003 e Decreto Municipal nº 23753 de 02 de dezembro de 2003, do município do Rio de Janeiro:**

*“Art. 19 – O imposto será calculado aplicando-se sobre a base de cálculo as seguintes alíquotas: II – Alíquota específica: item 8 – Serviços prestados por instituições que se dediquem, exclusivamente, a pesquisa e gestão de projetos científicos e tecnológicos, por empresas juniores e empresas de base tecnológica instaladas em incubadoras de empresas: 2%”*

**Programa de Integração Social:**

**Medida Provisória nº 2158-35 de 2001, Art. 13 e 14; Decreto nº 4524 de 17/12/2002, Art. 9º, IV; e Decreto nº 5442 de 09/05/2005, Art. 1º:**

*“São contribuintes do PIS/PASEP incidente sobre a folha de pagamento de salários as associações civis que preencham as condições e requisitos do art. 15 da Lei nº 9532, de 1997. Essas entidades não são contribuintes do PIS incidente sobre o faturamento”*

**Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social:**

**Lei nº 9718 de 1998, Art. 3º; Medida Provisória nº 2158-35 de 2001, Art. 13 e 14; Decreto nº 4524 de 17/12/2002, Art. 9º e 46, II; e Decreto nº 5442 de 09/05/2005, Art. 1º:**

*“A contribuição não incide sobre as receitas relativas às atividades próprias das associações civis sem fins lucrativos, assim consideradas somente aquelas decorrentes de contribuições, doações, anuidades ou mensalidades fixadas por lei, assembleia ou estatuto, recebidas de associados ou mantenedores, sem caráter contraprestacional direto, destinadas aos seus custeio e ao desenvolvimento dos seus objetivos sociais. Há incidência sobre os rendimentos e ganhos de capital auferidos em aplicações financeiras de renda fixa ou de renda variável por essas pessoas jurídicas”*



### NOTA 3 – DISPONIBILIDADES

As Disponibilidades estão assim compostas:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Caixa	2.464	5.937
Bancos Conta Movimento	447.208	365.035
Aplicações Financeiras – Cepel	44.305.479	34.648.422
Aplicações Financeiras – Longdist	-	2.735.803
<b>Total</b>	<b>44.755.151</b>	<b>37.755.197</b>

### NOTA 4 – RECURSOS VINCULADOS

Os recursos vinculados dos projetos encontram-se registrados em contas bancárias e aplicações financeiras específicas, sendo assim sua composição:

#### BANCOS CONTA VINCULADA

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Recursos FINEP	25.362	309.498
Projeto META	1	-
<b>Sub-Total</b>	<b>25.363</b>	<b>309.498</b>

#### APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Recursos MME	280.340	1.093.491
Recursos FINEP	2.551.285	3.202.351
Projeto META	164.822	-
Recursos Fundo Patrimonial-Furnas	100.450.913	95.000.000
Recursos Fundo Patrimonial-Eletronorte	50.260.402	-
Recursos Fundo Patrimonial-CHESF	75.390.602	-
<b>Sub-Total</b>	<b>229.098.364</b>	<b>99.295.842</b>
<b>Total</b>	<b>229.123.727</b>	<b>99.605.340</b>

## NOTA 5 – CONTAS A RECEBER

A composição das Contas a Receber está assim representada:

			<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
	<b>Contribuições</b>	<b>Serviços Prestados</b>	<b>Totais</b>	<b>Totais</b>
	<b>Societárias</b>			
<b>Associados</b>	<b>5.011.832</b>	<b>1.665.431</b>	<b>6.677.263</b>	<b>1.855.726</b>
Eletrobras	5.011.832	1.580.928	6.592.760	1.739.824
CHESF	-	84.503	84.503	87.033
Eletronorte	-	-	-	28.000
Furnas	-	-	-	869
<b>Colaboradores</b>	<b>61.964</b>	<b>490.124</b>	<b>552.088</b>	<b>303.569</b>
Light	21.300	110.050	131.350	8.550
Tractebel	-	47.000	47.000	101.000
ONS	21.300	42.036	63.336	1.090
Eletronuclear	-	137.975	137.975	166.665
Petrobras-CENPES	19.364	6.900	26.264	26.264
Itaipu Binacional	-	146.163	146.163	
<b>Participantes</b>	<b>60.642</b>	<b>386.108</b>	<b>446.750</b>	<b>147.075</b>
<b>Clientes no exterior</b>	<b>-</b>	<b>214.181</b>	<b>214.181</b>	<b>460.041</b>
<b>Clientes nacionais</b>	<b>-</b>	<b>2.142.278</b>	<b>2.142.278</b>	<b>2.264.858</b>
<b>Total</b>	<b>5.134.438</b>	<b>4.898.122</b>	<b>10.032.560</b>	<b>5.031.269</b>
(-) Provisão p/Perdas no Recebimento de Créditos			(746.940)	(801.879)
(-) Ajuste a Valor Presente do Contas a Receber			(1.547)	(643)
		<b>Total</b>	<b>9.284.073</b>	<b>4.228.747</b>

### 5.1 – CONTAS A RECEBER – PARTICIPANTES

			<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
<b>Setor Elétrico</b>	<b>Contribuições</b>	<b>Serviços Prestados</b>	<b>Totais</b>	<b>Totais</b>
	<b>Societárias</b>			
CEB	-	35.839	35.839	35.839
COELBA	-	300.300	300.300	2.083
CEMIG	-	74	74	15.604
CERON	-	16.000	16.000	16.000
COELCE	60.642	-	60.642	60.642
CTEEP	-	7.214	7.214	5.364
CPFL	-	-	-	5.063
ELETROPAULO	-	5.280	5.280	5.280
CELPE	-	-	-	1.200
CEEE	-	14.838	14.838	-
CELESC	-	6.563	6.563	-
<b>Total</b>	<b>60.642</b>	<b>386.108</b>	<b>446.750</b>	<b>147.075</b>

5.2 – CONTAS A RECEBER – VENCIDAS E A VENCER:

							<u>Dezembro/2013:</u>
	Até 30	De 30 a	De 60 a	De 90 a 179	A partir de		
	dias	59 dias	89 dias	dias	180 dias	A vencer	Total
<b>CONTRIBUIÇÕES</b>							
Associados	-	-	-	-	-	-	-
Colaboradores	-	21.300	-	-	40.664	-	61.964
Participantes	-	-	-	-	60.642	-	60.642
Assoc.Complementar	-	-	-	-	-	5.011.832	5.011.832
<b>Subtotal</b>	-	<b>21.300</b>	-	-	<b>101.306</b>	<b>5.011.832</b>	<b>5.134.438</b>
<b>SERVIÇOS</b>							
<b>PRESTADOS</b>							
Associados	-	-	-	17.800	-	1.647.631	1.665.431
Colaboradores	-	-	-	-	15.450	474.674	490.124
Participantes	6.563	50	-	3.800	67.633	308.062	386.108
Clientes no Exterior	1.100	-	1.100	29.720	116.244	66.017	214.181
Clientes Nacionais	145.538	160.083	109.060	298.298	636.858	792.440	2.142.277
<b>Subtotal</b>	<b>153.201</b>	<b>160.133</b>	<b>110.160</b>	<b>349.618</b>	<b>836.185</b>	<b>3.288.824</b>	<b>4.898.121</b>
(-) Ajuste a Valor Presente	-	-	-	-	-	(1.547)	(1.547)
<b>Total</b>	<b>153.201</b>	<b>181.433</b>	<b>110.160</b>	<b>349.618</b>	<b>937.491</b>	<b>8.299.109</b>	<b>10.031.013</b>

5.3 – PROVISÃO PARA PERDAS NO RECEBIMENTO DE CRÉDITOS:

Encontram-se registrados em conta de Provisão para Perdas no Recebimento de Créditos, os valores de R\$ 746.940 em 31/12/2013 e R\$ 801.879 em 31/12/2012. Os registros foram efetuados em conformidade com a Lei nº 9430/96, estando os valores discriminados abaixo:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Alston Grid	6.800	-
Light Serviços de Eletricidade	8.550	-
Empresa de Pesquisas Energéticas	1.500	-
COELCE	60.642	60.642
CERON	16.000	16.000
Fundação de Apoio CEFET	40.457	-
ANEEL	14.770	14.770
Petrobras	27.464	8.818
Eletronuclear	22.176	114.087
Saturno Montagens Elétricas Ltda	5.932	5.932
Furnas Centrais Elétricas	-	869
Voges Metalúrgica	2.504	-
Laelc Indústria e Comércio Ltda	143.863	143.863
Construção Remet	14.206	14.206
CELPE	-	1.200
CPFL	-	5.063
Lemag	24.747	24.747
Adm Nacional de Eletricidade	19.541	-

Rotork Skilmatic	3.270	2.600
Vijai Elétrica	9.045	-
KVA Engenharia	35.000	35.000
Atuação Engenharia	83.500	83.500
The Nature Cons.	22.429	22.429
Formatel	-	5.429
Roxpur Measurement	4.729	4.729
Nova Ias	3.412	3.412
O N S	-	1.090
Amazonas Distribuidora	-	709
CELG	3.000	3.000
Indusoft Sistemas Ltda	12.200	12.200
CEB	35.839	35.839
Eletropaulo Metropolitana	5.280	5.280
Waltec Eletro	15.880	15.880
Dresser Rand	24.807	24.807
Coelco SRL Engenharia	-	5.120
L. Bernard	-	14.280
Cia Eletricidade do Amapá	-	59.250
Machado Eletro Mecânica	13.244	13.244
Smar Equipamentos Industriais	20.114	-
Cooper-Crouse	14.084	14.084
CMC do Brasil	2.600	2.600
Paula Areão da Silva Franzoni	1.200	1.200
Santa Luzia Energética	13.000	13.000
Piedade Usina Geradora	13.000	13.000
M & A Manutenção	580	-
Ate VIII Transmissora	1.575	-
<b>Total</b>	<b>746.940</b>	<b>801.879</b>

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída pela administração da Associação sobre os créditos que se encontram em atraso há mais de 180 dias, efetuando análise individualizada sobre o saldo a receber de cada cliente. No exercício de 2012 a Administração da Associação resolveu estender a constituição da provisão sobre as contribuições e créditos, vencidos há mais de 180 dias, decorrentes de prestações de serviços a sócios.

#### **NOTA 6 – ADIANTAMENTOS E ANTECIPAÇÕES**

A sua composição está assim representada:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Adiantamentos p/despesas e viagens	22.280	1.945
Adiantamentos de Férias	1.199.966	1.337.898
Outros Adiantamentos	7.237	51.070
<b>Total</b>	<b>1.229.483</b>	<b>1.390.913</b>

#### NOTA 7 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

Os valores de **R\$ 5.060.373** registrados neste título do Ativo Realizável a Longo Prazo em 31/12/2013 e de **R\$ 4.487.300** em 31/12/2012, referem-se a COFINS recolhida conservadoramente no período de fevereiro a junho de 1999, tendo em vista expediente da SRRF/7ª RFnº 2/2/99. Tramita processo administrativo na SRF requerendo o reconhecimento do crédito. Este valor está sendo atualizado mensalmente pela variação da Taxa SELIC.

#### NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
<b>IMOBILIZADO EM OPERAÇÃO</b>	<b>216.324.423</b>	<b>202.089.637</b>
Terrenos	409.424	409.424
Edificações	59.472.929	59.472.929
Benfeitorias	31.184.409	29.455.151
Equipamentos	110.239.341	98.842.858
Equipamentos FINEP	8.829.296	8.454.403
Equipamentos MME	1.139.214	1.026.333
Equipamentos PROCEL	156.961	156.501
Equipamentos Projeto META	289.000	-
Móveis e Utensílios	2.176.636	2.123.104
Veículos	878.545	598.545
Bens em Comodato	853.128	853.128
Outras Imobilizações	695.540	697.261
<b>IMOBILIZADO EM ANDAMENTO</b>	<b>75.290.276</b>	<b>69.246.292</b>
Equipamentos em Importação	49.690.331	45.379.730
Aquisições em Processamento	25.599.945	23.866.562
<b>Total</b>	<b>291.614.699</b>	<b>271.335.929</b>
( - ) Depreciações / Amortizações	<b>(153.904.434)</b>	<b>(144.070.307)</b>
<b>Valor Líquido</b>	<b>137.710.265</b>	<b>127.265.622</b>

#### NOTA 9 – ATIVO INTANGÍVEL

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Projetos Tecnológicos	6.459.514	6.459.514
Marcas e Patentes	1.214.841	1.070.326
Logiciais (Software)	15.482.629	15.210.431
<b>Total</b>	<b>23.156.984</b>	<b>22.740.271</b>
( - ) Amortizações Acumuladas	<b>(20.694.983)</b>	<b>(20.141.560)</b>
<b>Valor Líquido</b>	<b>2.462.001</b>	<b>2.598.711</b>

A conta Projetos Tecnológicos do Ativo Intangível resultou do trabalho de levantamento dos bens intangíveis, tendo seu saldo sido transferido da conta Projetos, que fazia parte do grupo de Imobilizado em Processamento do Ativo Imobilizado, em 2005. O tempo de vida útil foi utilizado para o cálculo das amortizações, a partir do exercício de 2006, estando seu saldo totalmente amortizado.

As demais contas do Ativo Intangível foram reclassificadas do Ativo Imobilizado, sendo que a conta Marcas e Patentes terá seu saldo amortizado no prazo de dez anos, e a conta Logiciais terá seu saldo amortizado em cinco anos.

#### NOTA 10 – PLANO DE SUPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é patrocinador da Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS, que assegura a seus participantes e dependentes benefícios complementares aos da previdência oficial básica. Um dos planos oferecidos através da ELETROS é de benefício definido (BD), sendo o regime de capitalização adotado conforme as reavaliações atuariais. No exercício de 2006, por força do Ofício SPC/DETEC/CGAT nº 1004 de 29/03/2006, bem como pelo seu Termo de Adesão, o CEPEL implementou o Plano de Contribuição Definida – CD ELETROBRAS, e, a partir de abril daquele ano, a adesão e migração foi aberta aos empregados participantes do Fundo.

As contribuições efetuadas pelo CEPEL a ELETROS totalizaram R\$ 7.718.709 no exercício de 2013, sendo que no exercício de 2012 as contribuições totalizaram R\$ 9.150.729.

A Associação mantém provisionado no Passivo Circulante o valor de R\$ 69.648 e no Passivo Não Circulante, grupo dos Exigíveis a Longo Prazo, o valor de R\$ 246.399 a título de Dotação Adicional para Desbloqueio da Média do Salário Real de Contribuição de participante aposentado. Esta provisão baseia-se em correspondência da ELETROS, seguindo providências para a celebração de contrato para seu financiamento. O valor provisionado no Passivo Circulante será pago integralmente no exercício de 2014.

#### NOTA 11 – OBRIGAÇÕES A PAGAR

As Obrigações da Associação estão assim classificadas:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Fornecedores	5.667.466	8.056.619
Salários a Pagar	2.296.162	2.991.168
Encargos Sociais	2.448.895	2.494.237
Pensões Judiciais	1.798.755	110.927
Contribuições e Amortização Eletros	2.489.932	2.889.952
Outras Contas a Pagar	728.715	545.367
<b>Total</b>	<b>15.429.925</b>	<b>17.088.270</b>

## NOTA 12 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

O CEPEL tem celebrado com a Fundação Eletros os seguintes contratos de financiamento:

CONTRATOS	PRAZO	VALOR CONTRATADO	MOEDA
Eletros CF 011/05(atual 17A/06)	2005/2020	12.763.537	R\$
Eletros CF 012/05(atual 16A/06)	2005/2020	2.894.071	R\$
Eletros CF 015/06	2006/2021	2.774.247	R\$
Eletros CF 018/10	2010/2025	1.625.370	R\$
Eletros CF 022/12	2012/2027	798.352	R\$

Todos os contratos de financiamento são atualizados por encargos e variações monetárias, conforme variação anual do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor) do IBGE, mais juros de 6% ao ano, exceto o contrato CF 022/12 que tem seu saldo atualizado conforme variação da URE (Unidade de Referência da Eletros). Os saldos, em 31/12/2013 e em 31/12/2012, estão assim registrados:

CONTRATOS	Dezembro/2013:		Dezembro/2012:	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Eletros CF 011/05(atual 17A/06)	1.179.050	9.342.615	1.099.769	10.140.286
Eletros CF 012/05(atual 16A/06)	267.456	2.118.281	249.483	2.299.144
Eletros CF 015/06	230.709	2.235.411	215.195	2.369.950
Eletros CF 018/10	96.104	1.559.871	90.537	1.578.708
Eletros CF 022/12	39.692	765.759	35.627	762.725
<b>Total</b>	<b>1.813.011</b>	<b>16.021.937</b>	<b>1.690.611</b>	<b>17.150.813</b>

## NOTA 13 – PROVISÕES SOBRE A FOLHA DE PAGAMENTO

As provisões efetuadas sobre a Folha de Pagamento têm a seguinte composição:

	Dezembro/2013:	Dezembro/2012:
Provisão de Férias	12.232.760	13.576.136
Provisão do Prêmio de Metas	10.887.830	11.552.774
<b>Total</b>	<b>23.120.590</b>	<b>25.128.910</b>

#### NOTA 14 – PROGRAMA DE INCENTIVO AO DESLIGAMENTO-PID

A Eletrobras, principal mantenedora da Associação, no âmbito do seu Plano Diretor de Negócios e Gestão 2013-2017, divulgado em março de 2013, estabeleceu, como uma das ações estratégicas no quinquênio, um processo de adequação de custeio nas suas empresas, no qual se inseriu o Programa de Incentivo ao Desligamento das Empresas Eletrobras-PID, aprovado em 27/05/2013.

Nesse cenário, orientou a Associação, por meio do Conselho Deliberativo do Centro, a adotar o PID naquelas bases estabelecidas, com os ajustes pertinentes à natureza jurídica da Associação. Desta forma, o Conselho Deliberativo da Associação autorizou, em sua reunião de 28/08/2013, a adição no Programa de Dispêndios Globais de 2013, o valor de R\$ 80.593.863,17 para a adoção do Programa de Incentivo ao Desligamento-PID no Cepel, que se iniciou em agosto de 2013 e se encerrará em novembro de 2014.

No exercício de 2013 foi pago o montante de R\$ 54.170.598, referente aos Incentivo Básico e Incentivo Complementar do Programa de Incentivo ao Desligamento-PID, aos empregados que aderiram ao Plano e optaram por se desligarem ainda em 2013. Restam, ainda, provisionados a este título R\$ 26.423.265, classificados conforme abaixo:

	<b>Circulante</b>	<b>Não Circulante</b>
Provisão p/Programa de Incentivo ao Desligamento-PID	18.599.920	7.823.345

Para fazer frente às despesas decorrentes da implementação do PID no Cepel, a Diretoria Executiva da Eletrobras resolveu, conforme Resolução 577/2013, aprovar complementação à sua contribuição institucional ao Cepel no valor de R\$ 80.593.862,64, liberados de acordo com o seguinte cronograma:

<b>Mês da Liberação</b>	<b>Montante Liberado</b>
Dezembro/2013	67.675.811,39
<b>Mês da Liberação</b>	<b>Montante a ser Liberado</b>
Dezembro/2014	5.011.832,25
Dezembro/2015	1.976.555,00
Dezembro/2016	1.976.555,00
Dezembro/2017	1.976.555,00
Dezembro/2018	1.976.554,00

Em decorrência da Resolução 577/2013, os valores a serem liberados relativos a Contribuição Complementar estão assim classificados no Contas a Receber da Associação:

	<b>Circulante</b>	<b>Não Circulante</b>
Contribuição Complementar a Receber	5.011.832	7.906.220



**NOTA 15 – OBRIGAÇÕES DE CONVÊNIOS**

O saldo das Obrigações de Convênio, registradas no Passivo Não Circulante, no grupo Exigível a Longo Prazo, em 31/12/2013 e em 31/12/2012, tem a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Convênio FINEP – 22.01.0560-00	8.142.023	8.142.023
Convênio FINEP – AUTO AP4	908.370	908.370
Convênio MME – Matriz Energética	89.630	63.367
Convênio FINEP – LONGDIST	15.973.560	15.973.560
Convênio MME – Perdas II	7.162	7.162
Convênio Cepel – FDT – PROCEL – SMDH	168.914	168.914
Convênio FINEP/ADINPE	290.150	385.437
Convênio FINEP/CONTERAIOS	513.298	304.394
Convênio MME/PSTD	285.635	886.219
Convênio FINEP/GAIOLA	3.113.929	2.950.055
Convênio FINEP/HELIOTERM	401.777	309.498
Convênio MME Projeto META	4.953.183	-
Convênio MME 773762/2012	234.251	301.377
Convênio Fundo Patrimonial Furnas	100.450.914	95.000.000
Convênio Fundo Patrimonial CHESF	75.390.602	-
Convênio Fundo Patrimonial Eletronorte	50.260.402	-
<b>Total</b>	<b>261.183.800</b>	<b>125.400.376</b>

O Convênio FINEP nº 22.01.0560-00 tem como objetivo a execução do projeto “Recapacitação da estrutura laboratorial do Cepel para atendimento de novas linhas de P&D e ensaios de eficiência energética”, tendo sido assinado em 18 de dezembro de 2001 com vigência de 24 meses, onde o Cepel fica obrigado a prestar contas anualmente até o dia 28 de fevereiro dos anos subseqüentes. A homologação de seu encerramento e quitação segue pendente na FINEP.

O Convênio FINEP AUTO AP 4, de nº 2729/04, que tem como objeto a “capacitação de segurança e equipamentos eletro-eletrônicos”, foi assinado em 23 de dezembro de 2004 com vigência de até 24 meses, onde o Cepel fica obrigado a prestar contas em sessenta dias contados da data do término da vigência, conforme previsto na Instrução Normativa 01/97-STN. A prestação de contas foi efetuada em março de 2008 e sua homologação segue pendente.

O Convênio MME-Matriz Energética, de nº 037/2005-MME, que tem como objeto o “desenvolvimento de metodologia e protótipo computacional para aprimorar a representação e interação do modelo de oferta de energia elétrica com os modelos de oferta dos demais setores nos estudos de projeção da Matriz Energética Nacional”, foi assinado em 23 de dezembro de 2005 com vigência de 24 meses. O prazo para prestação de contas é de sessenta dias após o término da vigência, conforme previsto na Instrução Normativa 01/97-STN. A vigência deste Convênio foi prorrogada até dezembro de 2010 e a sua quitação segue tramitando no MME.

O Convênio FINEP-LONGDIST nº 01.06.0962.00 tem por objeto “o Desenvolvimento de Tecnologias de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica a Longas Distâncias”, tendo sido assinado em 16 de dezembro de 2006 com vigência de 36 meses e com prazo de sessenta dias, após o término da vigência, para a prestação de contas. A vigência deste Convênio foi prorrogada até dezembro de 2011.

O Convênio MME-Perdas II nº 03/008/2007 tem por objeto “a Elaboração de Estudos para a Análise das Perdas de Potência nos Sistemas de Transmissão na Rede Básica”, tendo sido assinado em 24 de dezembro de 2007 com vigência de 24 meses. É de sessenta após término da vigência o seu prazo para prestação de contas. A vigência deste Convênio foi prorrogada até dezembro de 2011.

O Convênio FDT-PROCEL-SMDH nº ECV 256/2007, que tem como objeto “a Implementação de um Sistema Móvel para Diagnósticos Hidroenergéticos”, foi assinado em 28 de dezembro de 2007 com vigência de 36 meses, onde o seu prazo para prestação de contas é de trinta dias após o término da vigência, conforme previsto no Manual de Prestação de Contas do PROCEL.

O Convênio FINEP-ADINPE nº 03/003/2009, que tem como objeto a “Atualização do Atlas Eólico Brasileiro”, foi assinado em 27 de novembro de 2007 com vigência de trinta meses. O seu prazo para prestação de contas é de sessenta dias após o término da vigência, conforme Portaria Interministerial nº 127 de 29 de maio de 2008.

O Convênio FINEP-CONTERAIOS nº 03/004/2010 tem por objeto a execução do Projeto intitulado “Contadores de descargas atmosféricas como ferramenta auxiliar aos sistemas especialistas de localização e acompanhamento de tempestades”, e foi assinado em 25 de outubro de 2010 e o prazo de sua vigência é de 24 meses, sendo de sessenta dias contados do término da vigência, o prazo para a prestação de contas.

O Convênio MME-PSTD nº 03/004/2009 tem por objeto o “apoio ao desenvolvimento tecnológico do setor de energia, em particular, quanto às fontes alternativa solar e eólica e à eficiência energética”, tendo sido assinado em 22 de dezembro de 2009 com vigência de 24 meses. O seu prazo para prestação de contas é de sessenta dias após o término da vigência, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio FINEP-GAIOLA nº 01.10.0617.00 tem por objeto a “Modernização da Capacidade Laboratorial da Gaiola Corona do CEPEL”. Este convênio foi firmado em 30 de novembro de 2010 com vigência de 24 meses. A prestação de contas tem prazo de sessenta dias após o término da vigência do referido Convênio, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio FINEP-HELIOTERM nº 01.12.0324.00 tem por objeto a “Implantação de uma Planta Piloto de Geração Heliotérmica na Região do Semiárido do Brasil”. Este convênio foi firmado em 06 de agosto de 2012 com vigência de 36 meses, sendo que sua prestação de contas tem prazo de sessenta dias após seu término, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio MME-CRESESB nº 773762/12 tem por objeto a “Manutenção e Expansão das Atividades do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito (CRESESB)”. Este convênio foi firmado em 28 de agosto de 2012 com vigência de 24 meses, sendo que sua prestação de contas tem prazo de sessenta dias após seu término, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio Projeto META – MME nº 769362/12 tem por objeto a execução de ações programadas no Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia Mineral-META. Assinado em 28/05/2012 tem vigência de 41 meses.

O Convênio Fundo Patrimonial-Furnas – PD 0394-1202/2012 tem por objetivo o “Desenvolvimento de Pesquisas em Ultra Alta Tensão”. Este convênio foi firmado em 28 de dezembro de 2012, com prazo de vigência de 60 meses.

O Convênio Fundo Patrimonial-CHESF contempla a participação da CHESF no Fundo Patrimonial, conforme Termo de Participação DEL 0035/2012.

O Convênio Fundo Patrimonial-Eletronorte contempla a participação da CHESF no Fundo Patrimonial, conforme Termo de Participação DEL 0035/2012.

Atendendo à orientação do CFC (Conselho Federal de Contabilidade), os Convênios estão registrados em contas de Obrigações de Convênios, no Passivo Não Circulante, grupo Exigível a Longo Prazo.

#### **NOTA 16 – CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS E FISCAIS**

A Associação enfrenta diversos processos de ações trabalhistas em curso na Justiça do Trabalho, em variados estágios de julgamento. Com base na análise individual de tais processos e tendo como suporte os prognósticos de nossa Consultoria Jurídica, foram efetuadas as Provisões para Contingências Trabalhistas. Registradas no Passivo Não Circulante, grupo Exigível a Longo Prazo, elas representam o provável revés nesses processos. Os valores da Provisão estão apresentados nas Demonstrações Financeiras dos exercícios de 2013 e 2012, líquidos dos Depósitos Recursais, conforme quadro abaixo.

Apesar da interposição dos pertinentes instrumentos de recurso, estão, também, provisionadas Contingências oriundas de Ação Fiscal iniciada pela Secretaria Municipal de Fazenda do Rio de Janeiro, conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Provisão para Contingências Trabalhistas	19.111.366	17.542.447
( - ) Depósitos Recursais	(16.736.967)	(12.954.419)
Contingências Trabalhistas Líquidas	2.374.399	4.588.028
Provisão para Contingências Fiscais	151.122	151.122
<b>Total de Contingências Trabalhistas e Fiscais</b>	<b>2.525.521</b>	<b>4.739.149</b>

A Associação enfrenta, também, processos de ações trabalhistas que apresentam grau de risco médio, de acordo com análise da Consultoria Jurídica. Os valores estimados de tais processos são:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Contingências Trabalhistas de Grau Médio	1.000	1.000

#### NOTA 17 – RECEITA COM PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS

A Receita com Prestação de Serviços está apresentada na Demonstração do Resultado do Exercício líquida de deduções, as quais têm a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
<b>Receita de Prestação de Serviços</b>	<b>17.846.751</b>	<b>15.568.391</b>
(-) Devoluções e Abatimentos	(194.647)	(3.615)
(-) Impostos	(512.339)	(468.521)
(-) Ajuste a Valor Presente	(3.822)	(28.200)
<b>Receita Líquida de Prestação de Serviços</b>	<b>17.135.943</b>	<b>15.068.055</b>

#### NOTA 18 – DESPESAS COM PESSOAL PERMANENTE

As Despesas com Pessoal Permanente estão assim classificadas:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Remunerações	78.230.929	77.670.694
Benefícios Sociais	19.543.721	20.503.081
Encargos Sociais	25.638.910	25.239.472
Quitações Trabalhistas	360.796	125.752
Programa de Incentivo ao Desligamento-PID	80.593.863	-
<b>Total</b>	<b>204.368.219</b>	<b>123.538.999</b>

As despesas com os Benefícios Sociais que a Associação proporciona a seus empregados têm a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Contribuições p/Fundação Eletros	7.718.709	9.150.729
Seguro de Vida	645.976	2.266.547
Taxa de Administração – Fundação Eletros	275.103	245.345
Plano de Garantia de Renda Mínima Global	292.011	228.616
Complementação Salarial	511.656	764.745
Despesas Médicas	8.978.504	6.727.579
Auxílio Creche	915.578	937.406
Bolsas de Estudos	141.200	135.220
Auxílio Funeral	18.500	10.902
Prorrogação da Licença Maternidade	46.484	35.992
<b>Total</b>	<b>19.543.721</b>	<b>20.503.081</b>

#### NOTA 19 – DESPESAS GERAIS

Esta rubrica está composta conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
<b>MATERIAIS</b>	<b>1.584.338</b>	<b>2.294.332</b>
<b>VIAGENS</b>	<b>1.476.027</b>	<b>1.827.516</b>
<b>ALUGUEIS E SEGUROS</b>	<b>1.422.943</b>	<b>1.330.631</b>
<b>SERVIÇOS PERMANENTES</b>	<b>10.535.864</b>	<b>10.205.317</b>
Conservação e Limpeza	1.752.909	1.476.588
Segurança	1.893.377	1.975.186
Reprodução e Cópias	71.438	58.160
Transporte	4.746.702	4.702.572
Copa e Restaurante	2.071.438	1.992.811
<b>UTILIDADES E SERVIÇOS</b>	<b>6.803.637</b>	<b>7.268.539</b>
Energia Elétrica	2.716.813	3.192.501
Telefone, Água e Outros	1.331.478	1.611.092
Manutenção e Reparos	2.755.346	2.464.946
<b>BIBLIOTECA</b>	<b>1.543.602</b>	<b>1.589.335</b>
<b>OUTROS</b>	<b>2.577.541</b>	<b>6.522.076</b>
Condução e Refeição	317.464	451.366
Congressos, Cursos e Seminários	380.405	758.921
Despesas de Importação	17.295	98.762
Legais e Judiciais	9.813	11.604
Saldo de Convênio	-	4.274
Contribuições Institucionais	52.375	186.033
Publicidade Legal	153.910	57.464
Publicidade Mercadológica	10.410	239.254
Publicidade Institucional	15.650	5.529
Provisão Cont. Trabalhistas/Dev. Duvidosos/Fiscais	1.513.980	4.360.923
Perdas com Títulos Incobráveis	7.548	242.643
Despesas Diversas	98.691	105.303
<b>Total</b>	<b>25.943.952</b>	<b>31.037.746</b>

## NOTA 20 – DESPESAS TRIBUTÁRIAS

Esta rubrica está composta conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2013:</u>	<u>Dezembro/2012:</u>
Imposto de Renda s/Aplicações Financeiras	577.914	640.013
IPTU	8.992	8.728
IPVA	9.073	9.387
IOF	34.847	11.251
COFINS	288.857	102.926
Outros Impostos e Taxas	5.283	24.500
<b>Total</b>	<b>924.966</b>	<b>796.805</b>

## NOTA 21 – OUTROS EVENTOS

### SEGUROS:

O seguro patrimonial está composto por três ramos de seguro, com as respectivas apólices:

1 – Riscos Nomeados e Operacionais - Prêmio Anual: R\$ 405.587,11

Compreende as coberturas de instalações prediais e equipamentos para os casos de Incêndio/Raio/Explosão; Danos Elétricos, Quebra de Vidros, Vendaval/Fumaça/Impactos/Queda de Aeronaves; Equipamentos Estacionários, Riscos Diversos Equipamentos em Trânsito, Bens de Terceiros, Responsabilidade Civil (Operações/Empregador/Contingentes de Veículos) e Riscos Diversos Danos Operacionais.

2 – Auto RCF – Prêmio Anual R\$ 43.400,49

Compreende a cobertura total da frota do Cepel para sinistros provenientes de colisão, incêndio, roubo, danos materiais e danos pessoais contra terceiros e propriedade.

3 – Transporte Internacional Importação – Prêmio: Averbação mensal

Compreende a cobertura de bens e equipamentos adquiridos no exterior, transportados via aérea ou marítima, até o devido desembaraço alfandegário. O valor referente ao prêmio da Apólice de Seguro de Transporte Internacional, será averbado conforme movimentação mensal de bens/equipamentos adquiridos no exterior.

O Valor em Risco contratado através da Apólice Riscos Nomeados e Operacionais é da ordem de R\$ 267.055.000,00 e o limite máximo de indenização é da ordem de R\$ 60.055.000,00. Na composição do Valor em Risco – VR, as unidades Ilha do Fundão e Adrianópolis respondem na proporção de 22,5% e 77,5%, respectivamente, e na composição do Limite Máximo de Indenização – LMI, o valor está unificado para ambos locais de risco.

### REMUNERAÇÕES:

Conforme determinado no Art. 3º do Decreto nº 95.524/87 e Resolução nº 3 da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União - CGPAR, a Associação informa que os valores da menor e maior remuneração, praticadas em 31/12/2013, são de R\$ 1.395,78 e de R\$ 35.308,12 respectivamente, e que a remuneração média praticada nesta data é de R\$ 11.035,12. Estes valores incluem salários e adicionais.

### TREINAMENTO E DESENVOLVIMENTO:

Além dos benefícios descritos na nota 10, a Associação vem desenvolvendo e ampliando mecanismos e recursos para garantir a melhoria contínua das competências de seus empregados. No exercício de 2013, o valor investido em Treinamento e Desenvolvimento totalizou R\$ 380.405, gerando oportunidades para 117 colaboradores, que representam 35,13% do quadro, o que se traduziu em 3.984 horas de atividades.

PATENTES:

Os processos de registros de patentes pendentes e já registradas junto ao INPI estão demonstrados a seguir:

PATENTES CONCEDIDAS:

1. PI-9303035-0 Medidor óptico de corrente e processo de medição utilizando-se um medidor óptico de corrente
2. DI-5400018-1 Caixa para medidor de energia elétrica
3. DI-5401129-9 Configurações aplicadas em invólucro para um medidor de grandezas elétricas
4. PI-9400084-0 Processo de medição e medidor elétrico para faturamento de consumo elétrico a partir de uma rede elétrica
5. CI-9400084-0 Medidor Elétrico para faturamento de consumo elétrico a partir de uma rede elétrica
6. PI-9502486-7 Circuito eletrônico de sinalização apropriado para acoplamento a um circuito lógico de um equipamento energizado, processo e uso empregando referido circuito
7. PI-9611603-0 Linha de transmissão de energia elétrica com dispositivos de proteção contra sobretensões causadas por relâmpagos
8. PI-9803178-3 Dispositivo para proteção contra os riscos de eletrocussão ocasionados pelo abaixamento de linhas aéreas de média e baixa tensão e sistema de sustentação de linhas aéreas de distribuição de energia
9. DI-6704136-1 Configuração Aplicada em Espaçador de Linhas Condutoras de Eletricidade
10. PI-0002430-9 Medidor de energia elétrica e alojamento para um medidor de energia elétrica

PATENTES DEPOSITADAS:

11. PI-9902611-2 Processo de identificação dos consumidores fraudadores em uma rede de distribuição de energia elétrica numa determinada região, e sistema e processo de determinação da existência de condutores escondidos que não passam por um medidor de energia elétrica
12. PI-0201927-2 Transformador de corrente resistente a intempéries e a choques mecânicos
13. PI-0602081-0 Disco Isolador Antipoluição.
14. PI-0703417-2 Sistema Eletrônico de Monitoração Individualizada de Consumos e Método de Monitoramento Individualizado de Consumos em um Sistema de Medição Centralizada
15. PI-0705108-5 Sistema e Método de Avaliação de Buchas Capacitivas

- |     |              |  |
|-----|--------------|--|
| 16. | PI-0800367-0 | Dispositivo para o Estabelecimento de Contato Elétrico em Circuitos de Alta Tensão   |
| 17. | PI-0801469-8 | Sistema de Automonitoramento Individualizado para Transformadores em Instalações de Medição de Energia e Método de Automonitoramento e Diagnóstico de Transformadores em Instalações de Medição de Energia |
| 18. | PI-0803730-2 | Dispositivo Isolante de Sustentação e de Proteção de Linhas  |
| 19. | PI-0802154-6 | Sistema de Medição e Avaliação de Transformadores de Potência Energizados Através de Resposta em frequência  |
| 20. | PI-0905866-4 | Robô para inspeção de cabos condutores   |
| 21. | PI-1002299-6 | Sistema de Monitoramento de Descargas Parciais   |

**11.5. Informações sobre a composição acionária do capital social, indicando os principais acionistas e respectivos percentuais de participação, assim como a posição da entidade como detentora de investimento permanente em outras sociedades**

**ELETROBRAS**

A estrutura do capital social da empresa em 31 de dezembro de 2013 encontra-se no quadro a seguir.

**QUADRO B.4.1 - COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DO CAPITAL SOCIAL**

<b>UJ COMO INVESTIDA</b>				
<b>Denominação completa:</b>				
Texto				
<b>Ações Ordinárias (%)</b>				
<b>ACIONISTAS</b>		<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Governo</b>	Tesouro Nacional	54,46	54,46	50,87
	Outras Entidades Governamentais	24,99	25,15	28,74
	Fundos de Pensão	-	-	-
	Ações em Tesouraria	-	-	-
	% Governo	79,45	79,61	79,61
<b>Free Float</b>	Pessoas Físicas	3,44	2,79	1,91
	Pessoas Jurídicas	3,04	4,66	3,30
	Capital Estrangeiro	14,07	12,94	15,18
	% free float	20,55	20,39	20,39
<b>Subtotal Ordinárias (%)</b>		<b>80,37</b>	<b>80,37</b>	<b>80,37</b>
<b>Ações Preferenciais (%)</b>				
<b>ACIONISTAS</b>		<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2012</b>
<b>Governo</b>	Tesouro Nacional	-	-	-
	Outras Entidades Governamentais	17,22	17,40	17,36
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	-	-	-
	Ações em Tesouraria	-	-	-
	% Governo	17,22	17,40	17,36
<b>Free Float</b>	Pessoas Físicas	18,45	16,77	9,88
	Pessoas Jurídicas	24,16	17,62	17,40
	Capital Estrangeiro	40,17	48,21	55,36
	% free float	82,78	82,60	82,64
<b>Subtotal Preferenciais (%)</b>		<b>19,63</b>	<b>19,63</b>	<b>19,63</b>
<b>Total</b>		<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>



**POSIÇÃO DA ELETROBRAS COMO DETENTORA DE INVESTIMENTOS  
PERMANENTES EM OUTRAS SOCIEDADES (INVESTIDORA).**

<b>INVESTIMENTOS PERMANENTES EM OUTRAS SOCIEDADES</b>			
<b>UJ COMO INVESTIDORA</b>			
Denominação completa: Eletrobras			
Texto			
<b>Ações Ordinárias - %</b>			
<b>Investida</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2013</b>
AES TIETE	0,08%	0,08%	0,08%
AMAZONAS ENERGIA	100,00%	100,00%	100,00%
BOA VISTA	0,00%	0,00%	100,00%
CDSA	0,36%	0,36%	0,36%
CEA	0,00%	0,03%	0,03%
CEAL	100,00%	100,00%	100,00%
CEEE-D	32,23%	32,23%	32,23%
CEEE-GT	32,23%	32,23%	32,23%
CELB	0,00%	0,00%	0,00%
CELESC	0,03%	0,03%	0,03%
CELGPAR	0,07%	0,07%	0,07%
CELPA	34,79%	34,79%	1,09%
CELPE	0,03%	0,03%	0,03%
CELTINS	0,00%	0,00%	0,00%
CEMAR	33,48%	33,48%	33,48%
CEMAT	5,14%	5,14%	5,14%
CEPISA	100,00%	100,00%	100,00%
CERON	100,00%	100,00%	100,00%
CESP	0,03%	0,03%	0,03%
CGTEE	99,96%	99,96%	99,99%
CHC	50,00%	50,00%	50,00%
CHESF	100,00%	100,00%	100,00%
COPEL	1,06%	1,06%	1,06%
CTEEP	9,85%	9,85%	9,75%
EEB	0,13%	0,13%	0,13%
ELETROACRE	96,02%	96,02%	96,02%
ELETRONORTE	99,41%	99,41%	99,48%

ELETRONUCLEAR	99,97%	99,97%	99,97%
ELETROPAR	83,71%	83,71%	83,71%
ELETROSUL	99,75%	99,75%	99,88%
ENERGISA	1,26%	1,26%	1,43%
FURNAS	99,82%	99,82%	99,83%
GUASCOR LTDA	4,41%	4,41%	0,00%
INAMBARI	29,40%	29,40%	29,40%
MANGUE SECO 2	49,00%	49,00%	48,99%
NORTE ENERGIA	15,00%	15,00%	15,00%
ROUAR	0,00%	0,00%	50,00%

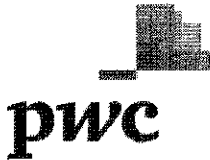
<b>Ações Preferenciais - %</b>			
<b>Investida</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2013</b>
AES TIETE	16,38%	16,38%	16,38%
CEAL	94,02%	100,00%	100,00%
CEB	6,56%	6,56%	6,56%
CEB LAJEADO	100,00%	100,00%	100,00%
CEEE-D	53,43%	53,43%	53,43%
CEEE-GT	53,43%	53,43%	53,43%
CELB	0,00%	0,00%	0,00%
CELESC	17,98%	17,98%	17,98%
CELPA	26,86%	26,86%	26,86%
CELPE	13,79%	13,79%	13,79%
CEMAR	37,29%	37,29%	37,29%
CEMAT	59,78%	59,77%	59,77%
CEPISA	68,33%	100,00%	100,00%
CER	100,00%	100,00%	100,00%
CESP	3,05%	3,05%	3,05%
CGEEP	0,74%	0,70%	0,70%
CHESF	84,37%	86,55%	86,55%
COELCE	18,46%	18,46%	18,46%
CTEEP	53,99%	53,86%	53,86%
EATE	46,87%	0,00%	0,00%
EDP LAJEADO	0,00%	0,00%	0,00%
ELEJOR S/A	0,00%	0,00%	0,00%
ELETROACRE	87,86%	89,62%	89,62%
ELETRONUCLEAR	99,41%	99,72%	99,72%
EMAE	64,82%	64,82%	64,82%
ENERGISA	4,55%	4,55%	5,16%
ETEP	20,06%	0,00%	0,00%
FURNAS	98,56%	98,57%	98,62%
LAJEADO ENERGIA	90,78%	90,78%	90,78%
PAULISTA LAJEADO	100,00%	100,00%	100,00%
TANGARÁ	66,44%	66,44%	66,44%

## CEPEL

Este item não se aplica ao CEPEL, pois se trata de uma Associação Civil sem Fins Lucrativos, não possuindo a composição acionária de Capital Social.

**Centrais Elétricas  
Brasileiras S.A. - Eletrobras**  
Relatório dos auditores independentes  
sobre as demonstrações financeiras  
individuais e consolidadas

---



## **Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

Aos Administradores e Acionistas  
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

### **Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

### **Responsabilidade dos auditores independentes**

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

PricewaterhouseCoopers, Av. José Silva de Azevedo Neto 200, 1º e 2º, Torre Evolution IV, Barra da Tijuca, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 22775-056  
T: (21) 3232-6112, F: (21) 3232-6113, [www.pwc.com/br](http://www.pwc.com/br)

PricewaterhouseCoopers, Rua da Candelária 65, 20º, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 20091-020, Caixa Postal 949,  
T: (21) 3232-6112, F: (21) 2516-6319, [www.pwc.com/br](http://www.pwc.com/br)



Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

#### **Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais**

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

#### **Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas**

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2013, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

#### **Ênfases**

##### **Impactos da Lei nº 12.783/2013**

Em 11 de setembro de 2012, conforme descrito na Nota 2.1, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, e sobre a redução dos encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei nº 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos de prorrogação das concessões afetadas.



Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pelas concessionárias e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A Companhia está na fase de elaboração do laudo de avaliação dos referidos ativos para entrega a ANEEL que terá até 150 dias para se manifestar.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, a Resolução Normativa ANEEL nº 596/2013, estabeleceu que as empresas deveriam se manifestar sobre o interesse em receber a indenização até 31 de dezembro de 2013, e a partir da manifestação tem 180 dias para submeter à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados. A Companhia se manifestou dentro do prazo estabelecido pela ANEEL.

Em 31 de dezembro de 2013 e de 2012, os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação correspondem a R\$ 8.857.107 mil e R\$ 1.483.540 mil, respectivamente, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 2, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos.

Os valores dos ativos de geração térmica que apresentam concessão a vencer entre 2015 e 2017 e que estão abrangidos pela referida legislação, em 31 de dezembro de 2013 e de 2012, correspondem a R\$ 1.205.289 mil e R\$ 1.684.047 mil, respectivamente, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 2. Para esses ativos não foi divulgado pelo poder concedente o valor de indenização, podendo sofrer alterações até a determinação dos mesmos.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

#### **Reflexos na Eletrobras decorrente de continuidade operacional de empresas controladas e coligadas**

Chamamos a atenção para a Nota 15, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição e a controlada de geração Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica têm apurado prejuízos repetitivos em suas operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes em 31 de dezembro de 2013 no montante de R\$ 4.052.324 mil e passivo a descoberto de R\$ 2.765.144 mil.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia mantém investimentos na Norte Energia S.A., na Madeira Energia S.A. e na Interligação Elétrica do Madeira S.A, as quais vêm incorrendo em gastos significativos relacionados ao desenvolvimento do projeto Hidrelétrico de Belo Monte e de Santo Antônio. Esses gastos, de acordo com as estimativas da administração da investida, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras geradas pelos projetos. A conclusão das obras, e conseqüente início das operações, dependem da capacidade dessas empresas para continuar a obter os recursos necessários para continuidade e conclusão dos projetos. Adicionalmente, as investidas, Manaus Transmissora de Energia S.A. e Norte Brasil Transmissora de Energia S.A., nas quais a Companhia participa com 49,50% e 49%, respectivamente apresentavam excesso de passivos sobre ativos circulantes nos montantes de R\$ 171.738 mil e R\$ 322.499 mil.





Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Conforme descrito na Nota 15, a empresa coligada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT apresentou excesso de passivos sobre os ativos circulantes, em 31 de dezembro de 2013, no montante de R\$ 925.515 mil, e pertence ao Grupo Econômico Rede Energia, em recuperação judicial, e sendo decretada intervenção pelo órgão regulador em 31 de agosto de 2012. A Companhia provisionou o investimento e avaliou os empréstimos a receber com base nos critérios e premissas descritos nas Notas 9 e 15.

A continuidade operacional das empresas controladas de distribuição, da Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica e das investidas Norte Energia S.A., Madeira Energia S.A., Interligação Elétrica do Madeira S.A., Manaus Transmissora de Energia S.A. e Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. depende da manutenção do suporte financeiro por parte da Companhia e demais acionistas. Já a realização dos ativos de empréstimos a receber da CEMAT depende do sucesso do plano de recuperação judicial e do resultado da intervenção, bem como dos novos termos de negociação com os credores. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

#### **Aplicação do método de equivalência patrimonial**

Conforme descrito na Nota 3, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Centrais Elétricas Brasileiras S.A., essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

#### **Outros assuntos**

##### **Informação suplementar - Demonstrações do valor adicionado**

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Brasília, 27 de março de 2014

PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes  
CRC 2SP000160/O-5 "F" DF

Guilherme Naves Valle  
Contador CRC1MG070614/O-5 "S" DF



**RIBEIRÃO PRETO**  
Rua Visconde de Inhaúma, 490 – Conjunto 1305  
Ribeirão Preto – SP – Cep 14010-100  
(16) 3632.3100 (18) 3632.3111

E-mail: [aguiarferes@aguiarferes.com.br](mailto:aguiarferes@aguiarferes.com.br)  
Home-page: [www.aguiarferes.com.br](http://www.aguiarferes.com.br)  
CVM 9.555 CRC-SP 2SP022486/O-4  
Homologado BACEN OCB/OCESP

## **RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

Aos Administradores do  
**CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL**  
Rio de Janeiro (RJ)

Examinamos as demonstrações contábeis do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, do Fluxo de Caixa e da Demonstração do Valor Adicionado para o exercício findo naquela data.

### **Responsabilidade da administração da Entidade sobre as demonstrações contábeis**

A administração da entidade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

### **Responsabilidade dos auditores independentes**

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Entidade.

Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

## **Opinião**

Em nossa opinião as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, em 31 de dezembro de 2013 e o desempenho de suas operações para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

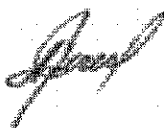
## **Ênfase**

Conforme Nota Explicativa nº 1, a entidade declara que **"A administração da Associação, amparada por parecer técnico emitido por Consultoria Jurídica independente, resolveu não aplicar os testes de recuperabilidade de seu Ativo Imobilizado, por entender que a constituição jurídica da Associação e a natureza de seus ativos não são qualificáveis como estando no escopo do Pronunciamento CPC 01"**. Ocorre, no entanto, que aproximadamente 87% das suas receitas são oriundas de contribuições que só ocorrem por força da existência da entidade e são classificadas como operacionais e que aproximadamente 13% de suas receitas são oriundas de prestação de serviços de seus laboratórios e também são classificadas como operacionais. Dessa forma, nosso entendimento é de que os seus ativos são operacionais e não "corporativos" como consta no parecer técnico emitido pelos consultores jurídicos.

## **Outros**

Chamamos a atenção para o fato de que as Demonstrações Contábeis do Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 foram auditadas por nossa firma de auditoria independente, cujo parecer emitido em 18/03/2013 não continha ressalva.

Ribeirão Preto (SP), 20 de fevereiro de 2014.



**AGUIAR FERES Auditores Independentes S/S**  
CRC-2SP 022486/O-4 CVM - 9555  
**Tanagildo Aguiar Feres**  
Contador - CRC-1-SP 067138/O-0

## **12. OUTRAS INFORMAÇÕES SOBRE A GESTÃO**

### **12.1. Outras Informações Consideradas Relevantes pela Unidade para Demonstrar a Conformidade e o Desempenho da Gestão no Exercício**

Não foram detectadas outras informações relevantes.

**PARTE B – CONTEÚDO ESPECÍFICO POR UNIDADE JURISDICIONADA  
OU GRUPO DE UNIDADES AFINS**

**B-3. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda, detalhado por publicidade institucional, legal, mercadológica, de utilidade pública e patrocínios, relacionando dotações orçamentárias dos Programas de Trabalho utilizados, valores e vigências dos contratos firmados com agências prestadoras de serviços de publicidade e propaganda, e os valores e respectivos beneficiários de patrocínios culturais e esportivos.**

**ELETOBRAS**

**Contratações efetuadas e contratos vigentes em 2013**

**I) Projetos Incentivados**

<b>Nº CONTRATO</b>	<b>PROJETO</b>	<b>CONTRATADO</b>	<b>VIGÊNCIA</b>	<b>FONTE DE RECURSOS</b>	<b>CONTA ORÇAMENTÁRIA</b>	<b>VALOR PATROCÍNIO (R\$)</b>
<b>0105/2010</b>	Xingu	O2 Cinema Ltda	27/09/2010 a 28/01/2013	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	800.000,00
<b>0045/2011</b>	Flores de Pilões	Voglia Produções Artísticas Ltda	30/06/2011 a 27/01/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	250.000,00
<b>0056/2011</b>	Mitos na Literatura Infantojuvenil	Via Social Projetos Culturais e Sociais Ltda	02/08/2011 a 28/01/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	243.560,00
<b>0064/2011</b>	Biblioteca AEAEEUUFMG	Arte e Cultura Ltda	25/11/2011 a 28/11/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0067/2011</b>	Jornal da Década de 70	Pro Texto Comunicação e Cultural Ltda	12/08/2011 a 23/03/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0076/2011</b>	Marcos Klassmann 1976 - Vote contra o Governo	Luiz Carlos Vergara Menin Netto	26/08/2011 a 29/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	112.000,00
<b>0091/2011</b>	O Menino No Espelho	Camisa Listrada Ltda	30/09/2011 a 28/10/2013	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	500.000,00
<b>0114/2011</b>	Acervos Históricos MHAB: Coleção Clóvis Salgado e Coleção Lia Salgado	Associação dos Amigos do Museu Histórico Abílio Barreto	31/10/2011 a 28/11/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	120.220,00

<b>0116/2011</b>	De Tudo Se Faz Canção	Organização Não Governamental Dançar a Vida	08/11/2011 a 28/11/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	250.000,00
<b>0135/2011</b>	Fábrica de Craques	América Futebol Clube	22/12/2011 a 29/08/2013	Ministério dos Esportes	615.94.1.11.00	249.973,70
<b>0004/2012</b>	Era Virtual Exposições Virtuais de Museus Brasileiros	ERA-Propaganda e Publicidade Ltda.ME	27/01/2012 a 29/04/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	200.000,00
<b>0007/2012</b>	Campeões Olímpicos e Campeões da Vida	FUNSERG	23/02/2012a 31/05/2013	Ministério dos Esportes	615.94.1.11.00	200.000,00
<b>0009/2012</b>	Quase Memória	Kinossauros Filmes Ltda	29/02/2012 a 30/04/2015	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	600.000,00
<b>0013/2012</b>	Circuito Das Estações RJ 2012 (4 etapas)	FTTX Participações Ltda	01/03/2012 a 08/04/2013	Ministério dos Esportes	615.94.1.11.00	400.000,00
<b>0014/2012</b>	Teatro Jovem 2011	Estamos Aqui Produções Artísticas LTDA	01/03/2012 a 30/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	200.000,00
<b>0015/2012</b>	Plano Anual De Atividades 2012 Instituto Baccarelli	Sociedade de Concertos de São Paulo	20/03/2012 a 29/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	2.000.000,00
<b>0017/2012</b>	Amazônia Viva	CIINE Interior	12/04/2012 a 27/01/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0019/2012</b>	Quase Normal	Estamos Aqui Produções Artísticas LTDA	13/04/2012 a 30/03/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	800.000,00
<b>0027/2012</b>	Oportunidade Rara	Gog e Magog Produções Artísticas Ltda.	19/04/2012 a 30/06/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	255.000,00
<b>0029/2012</b>	Br6 Convida	RioAcappella Produções Artísticas Ltda	04/05/2012 a 18/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	300.000,00
<b>0032/2012</b>	Ary Barroso - do princípio ao fim	Nitiren Produções Artísticas Ltda	04/10/2012 a 29/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	600.000,00
<b>0033/2012</b>	O Segredo Dos Diamantes	Quimera Filmes Ltda	27/04/2012 a 28/01/2014	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	600.000,00
<b>0035/2012</b>	De Pernas Pro Ar 2	Morena Filmes Ltda	18/05/2012 a 26/11/2013	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	600.000,00
<b>0042/2012</b>	Era Uma Vez... Grimm	Belazarte Realizações Artísticas Ltda	11/05/2012 a 25/01/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	396.940,00

<b>0044/2012</b>	Temporada 2012 de Concertos da Orquestra Sinfônica Brasileira	Fundação Orquestra Sinfônica Brasileira	22/05/2012 a 10/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	200.000,00
<b>0045/2012</b>	Grey Gardens - O Musical (Edital 2012)	Oz Produções Artísticas Musicais e Cinematográficas Ltda	24/05/2012 a 19/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	500.000,00
<b>0048/2012</b>	Anima Mundi 2012	Instituto de Desenv.Estudo e Integração pela Animação - IDEIA	25/05/2012 a 29/06/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	1.000.000,00
<b>0050/2012</b>	100 Anos de Praia	Casa da Palavra Produção Editorial Ltda	30/05/2012 a 09/06/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	83.982,00
<b>0052/2012</b>	Portinari do Brasil	Fbl & Associados Comunicações LTDA	25/05/2012 a 10/05/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	200.000,00
<b>0056/2012</b>	YORICK (Um Certo Hamlet)	Vianapole Design e Comunicação LTDA	06/06/2012 a 01/02/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	400.000,00
<b>0060/2012</b>	Entrevista	Proscênio Produções Artísticas Ltda-ME	11/06/2012 a 29/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	423.300,00
<b>0061/2012</b>	Michael & Eu	Mgp Produções LTDA	18/06/2012 a 26/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	294.525,00
<b>0066/2012</b>	Revista de Ano	Lúdico Produções Artísticas LTDA	14/06/2012 a 22/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	800.000,00
<b>0067/2012</b>	A Viagem de Clarinha - O Tablado 60 Anos	Teatro Amador O Tablado	15/06/2012 a 13/05/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	300.000,00
<b>0069/2012</b>	A Arte e a Maneira de Abordar seu Chefe para Pedir um Aumento	Pequena Central de Produções Artísticas Ltda.	29/06/2012 a 27/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	391.450,00
<b>0070/2012</b>	Dos Ratos e Homens (rescisão)	Eclectic Entertainment Produções Ltda - ME	31/08/2012 a 29/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	150.000,00
<b>0071/2012</b>	XII Encontro de Culturas Tradicionais da Chapada dos Veadeiros	Casa de Cultura Cavaleiro de Jorge	13/07/2012 a 09/03/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	200.000,00
<b>0072/2012</b>	Planeta Brasil Instrumental	Arte e Cultura - EIRELI	21/06/2012 a 28/02/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	150.000,00
<b>0075/2012</b>	Édipo Rei	Coisas Nossas Produções Artísticas	29/06/2012 a 02/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	640.000,00

		LTDA				
<b>0076/2012</b>	Roda Gigante - Ações Complementares	Bocanera Produções Artísticas Ltda	02/07/2012 a 17/07/2013	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	190.983,00
<b>0077/2012</b>	Minha Mãe É Uma Peça - O Filme	Migdal Produções Cinematográficas LTDA	31/07/2012 a 26/02/2014	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	1.000.000,00
<b>0080/2012</b>	Jacinta	Boa Vida Produções Artísticas Ltda	31/07/2012 a 29/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	665.604,71
<b>0081/2012</b>	Circuito Te Conto Em Cena	Leonardo Amarante Simões	22/10/2012 a 03/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	93.392,00
<b>0087/2012</b>	O Desaparecimento Do Elefante	Dueto Produções e Publicidade Ltda.	16/08/2012 a 24/05/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	500.000,00
<b>0090/2012</b>	Histórias De Alexandre	M'Baraka Projetos e Produções Culturais Ltda	16/08/2012 a 29/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	230.000,00
<b>0091/2012</b>	Festa Nacional da Música 2012	V.F. Promoções e Publicidade Ltda	17/08/2012 a 23/04/2013	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	250.000,00
<b>0093/2012</b>	O Outro Lado Do Vento	Cinelândia Brasil Produções Artísticas LTDA	03/09/2012 a 29/06/2015	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	450.000,00
<b>0094/2012</b>	Concurso De Redação Para Comunidade Educacional De Itaituba	Reuva de Sá Almeida Lustosa	24/08/2012 a 29/06/2013	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	30.000,00
<b>0095/2012</b>	Orquestra Ouro Preto - Turnê 2012	Castro Lobo Produções Musicais E Artísticas LTDA	24/08/2012 a 29/06/2013	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	200.000,00
<b>0096/2012</b>	XI Festival de Jazz de Ouro Preto - Tudo é Jazz	Associação de Cultura livre - ACL	12/09/2012 a 15/03/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	50.000,00
<b>0097/2012</b>	3º Festival Nacional da Cultura	Fenac Promoções e Eventos Ltda	06/09/2012 a 07/03/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	50.000,00
<b>0099/2012</b>	40 Anos Preservando a Historia - O Museu Aeroespacial	Tipiti Produções Culturais Ltda	14/09/2012 a 29/04/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	153.785,00
<b>0100/2012</b>	Dois Contos	Grafica e Editora Rossetto Ltda.	12/09/2012 a 29/06/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	148.700,00



<b>0103/2012</b>	Princesa Isabel - Biografia autorizada	Versal Editores Ltda	27/09/2012 a 07/06/2015	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	150.000,00
<b>0104/2012</b>	Brasil No Campeonato Mundial De Futebol Social – Mexico 2012	Associação Brasileira De Futebol Social	28/09/2012 a 29/06/2013	Ministério dos Esportes	615.94.1.11.00	200.000,00
<b>0105/2012</b>	Brasília Connection	Park Show Publicidade Eventos E Serviços Ltda	26/09/2012 a 29/06/2013	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	200.000,00
<b>0107/2012</b>	A Arte Da Comédia	Trupe Fabulosa Produções Artísticas Ltda.	28/09/2012 a 29/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	536.000,00
<b>0108/2012</b>	Hamlet	B.F. Produções Ltda	02/09/2012 a 30/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	800.000,00
<b>0109/2012</b>	Música Erudita ao Alcance de Todos	Associação de Amigos da Fundação de Educação Artística - FLAMA	20/09/2012 a 22/11/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0110/2012</b>	Somando Energia para um futuro melhor	Associação Zico - Fazendo a Diferença	15/10/2012 a 29/06/2013	Ministério dos Esportes	615.94.1.11.00	1.004.147,49
<b>0111/2012</b>	Palácio Das Artes - Temporada De Óperas 2012	Associação Pró-Cultura E Promoção Das Artes - Appa	15/10/2012 a 29/05/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0114/2012</b>	Orquestra Projari Guaíba - Inclusão Através Da Música	Associação Educacional São José	25/10/2012 a 29/06/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0115/2012</b>	O Médico e o Monstro	Trupe Produções Teatrais E Artísticas Ltda	31/10/2012 a 02/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	315.000,00
<b>0120/2012</b>	O Lugar Escuro	Tema Eventos Culturais Ltda	04/10/2012 a 02/08/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	215.475,00
<b>0122/2012</b>	Intervenções	Instituto João Aires	21/12/2012 a 27/09/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0001/2013</b>	Getúlio, Últimos Dias	Elimar Produções Artísticas Ltda	01/03/2013 a 28/01/2015	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	700.000,00
<b>0003/2013</b>	Todas As Coisas Mais Simples	Lacuna Filmes Ltda	01/03/2013 a 27/12/2014	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	550.000,00

<b>0004/2013</b>	Turnê Orquestra De Campos	Sociedade Artística Villa Lobos	10/03/2013 a 11/11/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	201.060,00
<b>0005/2013</b>	Lima Barreto, Ao Terceiro Dia	Lapilar Produções Artísticas Ltda	16/04/2013 a 28/03/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	300.000,00
<b>0006/2013</b>	Beleza	Casa De Cinema De Porto Alegre Ltda	28/03/2013 a 27/10/2014	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	550.000,00
<b>0007/2013</b>	5º Festival De Teatro De Rua De Porto Alegre	Associação Rede Do Circo	28/03/2013 a 14/10/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	120.000,00
<b>0008/2013</b>	A Cidade Por Bandeira	Trombone Editoração Eletrônica Ltda	17/04//2013 a 27/08/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	150.000,00
<b>0009/2013</b>	Feliz Por Nada	Art Link Produções Ltda	07/06/2013 a 29/06/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	350.000,00
<b>0012/2013</b>	Trinta	Primo Filmes LTDA	17/06/2013 a 29/06/2015	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	120.000,00
<b>0013/2013</b>	Concurso Publico (O concurso)	Latinamerica Entretenimento LTDA	15/04/2013 a 27/02/2014	Lei do Audiovisual	615.94.1.08.00	250.000,00
<b>0015/2013</b>	Plano Anual De Atividades 2013	Sociedade De Concertos De São Paulo	01/08/2013 a 28/06/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	500.000,00
<b>0017/2013</b>	Forrobodó, Um Choro Na Cidade Nova	Sarau Agência De Cultura Brasileira LTDA EPP	07/06/2013 a 29/06/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	260.000,00
<b>0020/2013</b>	Anima Mundi 2013	Instituto De Desenvolvimento, Estudo E Integração Pela Animação-Ideia	29/05/2013 a 29/04/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	700.000,00
<b>0023/2013</b>	Vida No Sul	Instituto Cultural Padre Josimo - Icpj	29/05/2013 a 29/04/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	250.000,00
<b>0024/2013</b>	Quando A Gente Ama	Sábios Projetos E Produções Ltda	28/06/2013 a 20/06/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	350.000,00
<b>0026/2013</b>	Museu De História Da Tecnologia Do Cimol - Reforma E Ampliação	Associação Dos Amigos Do Museu De História Da Tecnologia Do	09/07/2013 a 14/07/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	289.126,51

		Cimol				
<b>0027/2013</b>	Apresentação Dos Bois Bumbá Garantido E Caprichoso No Festival Folclórico De Parintins 2013	Maná Produções, Comunicação E Eventos Ltda	20/06/2013 a 27/12/2013	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	650.000,00
<b>0029/2013</b>	Deixa Que Eu Te Ame	Dulce Lobo Projetos E Produções Ltda Me	28/06/2013 a 19/06/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	300.000,00
<b>0037/2013</b>	Inclusão Através Do Esporte Basquete Em Cadeiras Rodas	Icep Brasil	28/08/2013 a 27/08/2014	Ministério dos Esportes	615.94.1.08.00	200.000,00
<b>0039/2013</b>	Renda-Se	Inst.De Educ., Esporte, Cultura E Artes Populares - Iecap	16/08/2013 a 17/04/2014	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	200.000,00
<b>0045/2013</b>	Caminhos da Leitura	ABDL Assoc. Brasileira de Difusão do Livro	21/09/2013 a 24/09/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	375.000,00
<b>0046/2013</b>	Pitanguy	Rara Empreendimentos e Participações Ltda	21/09/2014 a 27/12/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	271.380,00
<b>0049/2013</b>	Festa Nacional Da Música	V.F. Promoções E Publicidade LTDA	17/10/2013 a 22/04/2014	Lei Rouanet	615.94.1.09.00	250.000,00
<b>0050/2013</b>	Roda Gigante Em Cena	Boccanera Produções Artísticas LTDA	18/10/2013 a 25/10/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0055/2013</b>	Gustavo A Costa	Arte A produções LTDA	14/11/2013 a 04/07/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0056/2013</b>	Palácio das artes temporada de óperas 2013	Assoc. Pró-cultura e promoção das artes	30/10/2013 a 27/09/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0057/2013</b>	Gaita Gaúcha	Émerson João Maicá	26/11/2013 a 30/05/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	100.000,00
<b>0059/2013</b>	Cine Novo Museu	Magalhães International eventos ltda	16/12/2013 a 29/06/2014	Lei Rouanet	615.94.1.08.00	32.000,00

Totalização Incentivados	<b>R\$ 31.862.604,41</b>
--------------------------	--------------------------

**II) Projetos Não Incentivados****\*Fonte de recursos ordinários/próprios (conta de contribuições diversas).**

<b>Nº CONTRATO</b>	<b>PROJETO</b>	<b>CONTRATADO</b>	<b>VIGÊNCIA</b>	<b>FONTE DE RECURSOS</b>	<b>CONTA ORÇAMENTÁRIA</b>	<b>VALOR PATROCÍNIO (R\$)</b>
<b>0001/2009</b>	Basquete Brasileiro- Ciclo Olímpico 2009/2012	Confederação Brasileira de Basketball - CBB	05/01/2009 a 30/04/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	R\$ 45.500.000,00 (+ IGPM)
<b>0048/2009</b>	Eletrobras e Vasco- Uma União de Forças	Club de Regatas Vasco da Gama	14/07/2009 a 13/07/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	R\$ 56.000.000,00 (+ IGPM)
<b>0138/2009</b>	Revitalização da Fonte Luminosa	Cia Urbanizadora da Nova Capital do Brasil (NOVACAP)	26/08/2009 a 31/07/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	8.930.000,00
<b>0023/2012</b>	Circuito Ecorun 2012	FTTX PARTICIPACOES LTDA	13/04/2012 a 25/02/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	1.330.000,00
<b>0026/2012</b>	PROJETO RIO+20	Agencia De Promoção De Exportação Do Brasil – Apex-Brasil	09/05/2012 a 20/01/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	20.000.000,00
<b>0049/2012</b>	34º Prêmio Economista do Ano	Ordem dos Economistas do Brasil	23/06/2012 a 09/02/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	40.000,00
<b>0074/2012</b>	Night Run Recife 2012	FTTX Participações LTDA	25/07/2012 a 24/01/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	100.000,00
<b>0079/2012</b>	CRIO 2012 - Crie Suas Próprias Oportunidades	Associação Comercial E Empresarial De Minas Gerais – ACOMINAS	06/07/2012 a 07/01/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	50.000,00
<b>0082/2012</b>	Simpósio Brasileiro para Gestão de Estratégias de Comercialização de Energia e Eficiência Energética – SIBGECE3	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio	13/07/2012 a 29/05/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	50.745,95
<b>0083/2012</b>	13º Energy Summit	IIR Informa Seminários Ltda.	20/07/2012 a 13/03/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	90.000,00
<b>0084/2012</b>	XV Mostra Puc-Rio	Faculdades Católicas	27/07/2012 a 06/02/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	48.000,00
<b>0085/2012</b>	27ª Expoagro De Rolim De Moura	Associação Rural, Comercial, Industrial e	13/07/2012 a 04/02/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	150.000,00

		Ambiental de Rolim de Moura - ASROLIM				
<b>0086/2012</b>	Jornada Internacional ABERGO 2012	Associação Brasileira de Ergonomia - ABERGO	16/08/2012 a 19/02/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	60.000,00
<b>0088/2012</b>	VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético	Sociedade Brasileira de Planejamento Energética	08/08/2012 a 11/02/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	77.464,76
<b>0089/2012</b>	Seminário de Energias e Utilidades	Associação Brasileira de Metalurgia, Materiais e Mineração - ABM	21/08/2012 a 20/02/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	52.960,00
<b>0098/2012</b>	Fórum Especial 2012	Instituto Nacional de Altos Estudos - INAE	06/09/2012 a 28/01/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	22.360,00
<b>0101/2012</b>	XV Congresso Brasiliense de Direito Constitucional	Instituto Brasiliense de Direito Público	18/09/2012 a 21/03/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	200.000,00
<b>0102/2012</b>	9º Premio Engenho de Comunicação - O dia em que o jornalista virou notícia	Tarefa Editoração Eletrônica Ltda	19/09/2012 a 28/04/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	58.000,00
<b>0106/2012</b>	7º Congresso Internacional De Bioenergia	Cia Porthus Comunicação Ltda Me	01/10/2012 a 30/04/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	120.000,00
<b>0112/2012</b>	VI ENAFE	União Do Advogados Públicos Federais Do Brasil	14/10/2012 a 17/04/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	85.000,00
<b>0113/2012</b>	III Aquapescabrazil	Up Trend Promoções E Eventos Ltda	26/10/2012 a 08/05/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	100.000,00
<b>0116/2012</b>	10º Encontro Cultivando A Água Boa + 10 - O Caminho Adiante	Celebra Administração De Eventos Ltda.	13/11/2012 a 23/05/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	400.000,00
<b>0117/2012</b>	XVIII CONCEP - Congresso Nacional De Cerimonial E Protocolo	CNCP Brasil	12/12/2012 a 16/05/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	25.000,00
<b>0119/2012</b>	XXI Congresso Brasileiro De Magistrados	Associação Dos Magistrados Brasileiros	19/11/2012 a 19/05/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	149.973,00
<b>0121/2012</b>	Medalha Sociedade Mineira De Engenheiros - Engenheiro Do Ano 2012	Sociedade Mineira De Engenheiros - Sme	17/12/2012 a 16/06/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	27.700,00
<b>0123/2012</b>	Um Choque De Endomarketing: A Energia Que Move As Pessoas Para O Sucesso	Julio Cesar Ribeiro Jacobina de Britto	21/12/2012 a 27/08/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	10.982,66
<b>0002/2013</b>	Circuito Das Estações Rj 2013 (4 Etapas)	FTTX Participacoes Ltda	01/03/2013 a 30/05/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	360.000,00

<b>0010/2013</b>	11º Salimp - Salão Do Livro Imperatriz	Academia Imperatrizense De Letras	30/04/2013 a 15/11/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	100.000,00
<b>0011/2013</b>	Prêmio Top Df 2013	Magalhães International Ltda.	23/04/2013 a 22/10/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	134.500,00
<b>0014/2013</b>	XV ERIAC - Encontro Regional Ibero Americano Do Cigre	Comitê Nacional Brasileiro De Produção E Transmissão De Energia Elétrica-Cigré-Brasil	14/05/2013 a 19/11/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	60.000,00
<b>0018/2013</b>	10º Encontro Nacional De Agentes Do Setor Elétrico - 10º Enase	Canal Energia Internet Ltda.	20/05/2013 a 18/11/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	40.000,00
<b>0019/2013</b>	XXV Fórum Nacional	Instituto Nacional De Altos Estudos- INAE	26/04/2013 a 27/11/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	50.000,00
<b>0022/2013</b>	Basquetebol Do Brasil 2013	Confederação Brasileira De Basketball - CBB	29/05/2013 a 29/06/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	5.577.189,15
<b>0028/2013</b>	5º Seminário Nacional De Auditoria Interna Das Empresas Do Setor Elétrico – 5º Audite	Fundação Comitê De Gestão Empresarial	21/06/2013 a 22/12/2013	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	30.000,00
<b>0030/2013</b>	14º ENERGY SUMMIT	IIR Informa Seminários LTDA	01/08/2013 a 12/03/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	40.000,00
<b>0031/2013</b>	X SIMPASE - Simpósio De Automação De Sistemas Elétricos E Colóquio Internacional Do Sc B5	Comitê Nacional Brasileiro De Produção E Transmissão De Energia Elétrica-Cigré-Brasil	23/08/2013 a 27/02/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	99.640,00
<b>0032/2013</b>	Curso Energia E Sociedade No Capitalismo Contemporâneo (TURMA III - ETAPA II)	ANAB - Associação Nacional Dos Atingidos Por Barragens	29/07/2013 a 09/02/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	150.028,64
<b>0033/2013</b>	XXII SNPTEE - Seminário Nacional De Produção E Transmissão De Energia Elétrica	Cigré-Brasil	12/08/2013 a 14/04/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	650.000,00
<b>0034/2013</b>	VI Congresso Internacional De Direito Penal E Criminalística	Instituto De Educação Superior Latinoamericano	30/08/2013 a 03/03/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	60.000,00
<b>0035/2013</b>	35º Prêmio Economista Do Ano	Ordem Dos Economistas Do Brasil	09/08/2012 a 08/02/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	40.000,00

<b>0036/2013</b>	Sustentar - 6º Fórum Internacional Pelo Desenvolvimento Sustentável	Instituto Sustentar De Responsabilidade Socioambiental	22/08/2013 a 26/02/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	100.000,00
<b>0038/2013</b>	Exposição Itinerante "Brasil 2014: A Bola Da Vez"	Air Power Promoções E Eventos Ltda	16/08/2013 a 19/06/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	100.000,00
<b>0040/2013</b>	28a. Expoagro De Rolim Moura	Associação Rural, Comercial E Ambiental De Rolim De Moura - Asrolim	13/07/2012 a 01/02/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	150.000,00
<b>0041/2013</b>	15ª Jornada Nacional De Literatura	Fundação Universidade De Passo Fundo	24/08/2013 a 27/02/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	238.000,00
<b>0042/2013</b>	Conferência Ethos 2013	Instituto Ethos De Empresas E Responsabilidade Social	29/08/2013 a 04/03/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	120.000,00
<b>0043/2013</b>	Seminário De Agroecologia E Produção Orgânica: Garantia De Saúde, Renda E Sustentabilidade	Ação Da Cidadania Contra A Fome A Miséria E Pela Vida - SC	06/09/2013 a 13/03/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	70.850,00
<b>0044/2013</b>	XVII Seminário de Planejamento Econômico - Financeiro do Setor Elétrico - XVII SEPEF	Fundação Comitê de Gestão Empresarial - FUNCOGE	11/09/2013 a 31/03/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	80.000,00
<b>0047/2013</b>	10º Prêmio Engenho De Comunicação - O Dia Em Que O Jornalista Vira Notícia	TAREFA EDITORAÇÃO ELETRÔNICA LTDA.	07/10/2013 a 05/04/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	50.000,00
<b>0048/2013</b>	XIV Encontro Nacional Dos Advogados Da União - XIV ENAU	Associação Nacional Dos Advogados Da União - ANAUNI	16/10/2013 a 09/05/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	35.000,00
<b>0052/2013</b>	XVI Congresso Brasileiro de Direito Constitucional	Instituto brasileiro de direito público - IDP	16/10/2013 a 16/04/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	100.000,00
<b>0053/2013</b>	Encontro Cultivando Água Boa: O Futuro No Presente	Celebra Administração De Eventos LTDA	04/11/2013 a 03/04/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	400.000,00
<b>0054/2013</b>	VI seminário brasileiro sobre advocacia pública federal	Swot serviços de festas e eventos LTDA	17/10/2013 a 21/04/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	40.000,00
<b>0060/2013</b>	XIV CONPAF – Congresso Nacional dos Procuradores Federais e o XV Curso	ANPAF – Associação Nacional Dos Procuradores Federais	25/11/2013 a 28/05/2014	NÃO INCENTIVADO	615.94.1.07.00	100.000,00



	Especial de Advocacia do Estado					
<b>Totalização Não Incentivados</b>						<b>R\$ 142.653.394,16</b>

CEPEL

**DESPESAS COM PUBLICIDADE E PROPAGANDA**

**Dados Econômicos até 31/12/2013**

**2013**

<b>PROPAGANDA PUBLICIDADE E PUBLICAÇÕES</b>	<b>ORÇADO</b>	<b>REALIZADO</b>	<b>%</b>
Publicidade Legal	R\$ 208.304,	R\$ 153.910,	<b>73,89</b>
Publicidade Mercadológica	R\$ 20.000,	R\$ 10.410,	<b>52,05</b>
Publicidade Institucional	R\$ 33.781,	R\$ 15.650,	<b>46,33</b>
Publicidade Utilidade Pública			
Patrocínio			
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 262.085,</b>	<b>R\$ 179.970,</b>	<b>68,67</b>

## **B-28 - Avaliação sobre o Andamento dos Projetos e Programas Financiados com Recursos Externos**

### ELETROBRAS

#### **Acordo de Cooperação Técnica entre a Eletrobras e a Organização Latinoamericana de Energia – OLADE**

O Acordo foi assinado em 12 de dezembro de 2012, com vigência de 18 meses, cujo objeto é a cooperação entre os partícipes para o desenvolvimento da Rede Latino Americana e do Caribe de Eficiência Energética – Red LAC-EE, a qual proporciona aos seus participantes a oportunidade de transferência de conhecimentos e tecnologias, como também o intercâmbio de experiências entre profissionais do setor na região.

O orçamento previsto para o primeiro ano de funcionamento da Rede Lac-tec é de US\$ 250,000.00, sendo rateados entre as diversas entidades colaboradoras. O repasse financeiro da Eletrobras, em função do Acordo, foi de US\$ 50,000.00, realizado em 18 de março de 2013, equivalentes a US\$ 50,000.00 \* 1,981 R\$/US\$ = R\$ 99.050,00. A OLADE deverá apresentar ao término do Acordo o relatório físico-financeiro com a comprovação das realizações das despesas. O Acordo está vigente e as atividades estão sendo desempenhadas. Destas, as principais realizadas em 2013 foram:

- 600 inscrições na Rede;
- Participação em reuniões para apresentar a Rede em diversas instituições e empresas no Brasil, Argentina, Chile, Colômbia e Equador;
- Elaboração do Plano Anual de Trabalho 04 /2013 - 03/ 2014;
- Assembleia Geral da Rede;
- Aprovação da Instrução Normativa;
- Reunião Presencial do Comitê Executivo em Foz do Iguaçu, quando foi feito o acordo com o CNEE do Paraguai para o apoio da Rede ao programa paraguaio de eficiência energética;
- Apresentação de palestras sobre a Rede em 5 eventos e participação como assistente em outros 5;
- Nova proposta de projeto para divulgar os mecanismos de financiamento da CAF;
- Preparação de instruções para a definição das categorias de patrocinadores e para a utilização e gestão dos GDs;
- Proposta ao Inmetro / PTB / COPANT para patrocínio da página de etiquetagem, grupo de discussão e compilação de laboratórios de ensaio na AL e C;
- Aceitação do convite para integração como membro do Fórum Global da Comissão de Coordenação Internacional da Eficiência Energética, representando a Rede;
- Retomada do envio de boletins da Rede com o envio de mais 3 edições;
- Realização de Webnar sobre a norma ISO 50001;

- Inserção na Rede de 184 leis e regulamentos de 9 países.

CEPEL

Não se aplica.

## B-33 - Informações sobre as Entidades Fechadas de Previdência Complementar Patrocinadas

### I. Informações sobre Entidades Fechadas de Previdência Complementar Patrocinadas, em Especial quanto à Correta Aplicação dos Recursos Repassadas e à Conformidade com a Legislação Pertinente e com os Objetivos a que se Destinarem

#### ELETROBRAS

1. **Nome:** ELETROS  
2. **Razão Social:** Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS;  
3. **CNPJ:** 34.268.789/0001-88;

#### 4. **Demonstrativo Anual:**

a. *Valor total da folha de pagamento dos empregados participantes:*

### RESUMO DOS BENEFÍCIOS PAGOS PELA FOLHA DE ASSISTIDOS DE 2013 RESPONSABILIDADE ELETROS

Folha de Pagamento de Benefícios - Eletrobras - 2013 (Plano BD)

Mês	Contribuição Patrocinadora
Jan	11.952.384,17
Fev	11.912.020,86
Mar	11.928.857,80
Abr	11.919.650,81
Mai	11.922.047,27
Jun	11.907.608,23
Jul	11.961.499,25
Ago	11.999.456,46
Set	12.092.997,50
Out	12.119.308,75
Nov	12.145.418,64
Dez e 13º sal	24.220.743,05
Total	156.081.992,79

Folha de Pagamento de Benefícios - Eletrobras - 2013 (Plano CD)

Mês	Contribuição Patrocinadora
Jan	1.182.998,45
Fev	1.204.351,17
Mar	1.195.025,39
Abr	1.182.998,45
Mai	1.225.547,41
Jun	1.278.298,17
Jul	1.331.280,40
Ago	1.396.497,66
Set	1.756.801,37
Out	2.235.256,40
Nov	1.628.822,32
Dez e 13º sal	3.238.332,98
Total	18.856.210,17

*b / c. Valor total das contribuições pagas pelos empregados da Eletrobras participantes da ELETROS e Valor total das contribuições pagas pela Eletrobras:*

**DEMONSTRATIVO DAS DEMONSTRAÇÕES PREVIDENCIÁRIAS - 2013 (PLANO BD)**

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Jóia	Total
	31.11.01.01.01/ 31.16.01.01.01.01	31.13.01.01.01.01/ 31.16.01.02.01.01	31.11.01.02.01/ 31.16.01.01.02.01	31.13.01.01.03.01/ 31.16.01.02.02.01	31.13.01.01.05.01	
Jan	339.118,43	339.118,43	10.488,19	10.488,19	1.777,52	700.990,76
Fev	319.408,72	319.408,72	9.878,61	9.878,61	36.665,84	695.240,50
Mar	312.963,32	312.963,32	9.679,28	9.679,28	0,00	645.285,20
Abr	308.380,63	308.380,63	9.537,55	9.537,55	3.728,18	639.564,54
Mai	298.790,28	298.790,28	9.240,94	9.240,94	1.864,10	617.926,54
Jun	318.349,79	318.349,79	9.845,86	9.845,86	1.864,10	658.255,40
Jul	300.348,51	300.348,51	9.289,13	9.289,13	0,00	619.275,28
Ago	377.414,42	381.768,96	11.672,61	11.807,30	1.874,82	784.538,11
Set	323.908,30	331.320,32	10.017,79	10.247,03	16.695,70	692.189,14
Out	307.446,41	312.401,38	9.508,64	9.661,89	-2.762,77	636.255,55
Nov	295.606,16	298.606,81	9.142,46	9.235,26	249.467,80	862.058,49
Dez e 13° sal	87.502,60	140.297,06	2.706,27	8.140,17	361,00	239.007,10
<b>Total</b>	<b>3.589.237,57</b>	<b>3.661.754,21</b>	<b>111.007,33</b>	<b>117.051,21</b>	<b>311.536,29</b>	<b>7.790.586,61</b>

**CONTRIBUIÇÕES EXTRAORDINÁRIAS - DÉFICIT EQUACIONADO - 2013 (PLANO BD)**

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Total
	31.11.02.02.01	31.13.01.02.02.01	31.11.02.02.04	31.13.01.02.02.04	
Jan	597.583,66	46.350,56	18.481,97	1.433,53	663.849,72
Fev	570.088,79	51.557,28	17.631,62	1.594,66	640.872,35
Mar	579.137,78	40.272,45	17.911,48	1.245,54	638.567,25
Abr	698.183,34	67.795,70	21.593,30	2.096,77	789.669,11
Mai	719.762,53	47.881,19	22.260,70	1.480,86	791.385,28
Jun	704.204,77	49.879,36	21.779,53	1.542,66	777.406,32
Jul	721.941,30	48.312,38	22.328,07	1.494,19	794.075,94
Ago	98.636,66	78.114,03	3.050,61	1.730,81	181.532,11
Set	1.394.445,98	75.380,34	43.889,69	1.546,75	1.515.262,76
Out	774.368,09	104.304,32	23.949,53	2.401,13	905.023,07
Nov	768.119,32	101.921,71	23.756,26	2.305,02	896.102,31
Dez e 13° sal	911.090,74	99.576,67	28.178,07	2.125,43	1.040.970,91
<b>Total</b>	<b>8.537.562,96</b>	<b>811.345,99</b>	<b>264.810,83</b>	<b>20.997,35</b>	<b>9.634.717,13</b>

**DEMONSTRATIVO DAS DEMONSTRAÇÕES PREVIDENCIÁRIAS - 2013 (PLANO CD)**

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Contrib. Adicional Participantes	Sobrec. Adicional Participantes	Total
	31.11.01.01.01	31.13.01.01.01.01	31.11.01.02.01	31.13.01.01.03.01	31.13.01.01.02.01	31.13.0101.04.01	
Jan	2.138.010,43	2.160.247,69	66.124,37	66.812,12	0,00	0,00	4.431.194,61
Fev	1.225.204,18	1.234.714,36	37.893,18	38.187,32	0,00	0,00	2.535.999,04
Mar	1.061.069,25	1.089.218,75	32.816,91	33.687,53	0,00	0,00	2.216.792,44
Abr	1.107.344,28	1.116.340,67	34.247,78	34.526,00	0,00	0,00	2.292.458,73
Mai	1.086.436,12	1.091.816,35	33.601,33	33.493,20	0,00	0,00	2.245.347,00
Jun	1.056.995,77	1.066.994,84	32.690,51	32.690,51	0,00	0,00	2.189.371,63
Jul	1.104.393,78	1.117.062,49	34.156,43	34.156,43	0,00	0,00	2.289.769,13
Ago	1.142.860,66	1.135.962,16	35.346,20	35.132,84	9.228,59	0,00	2.358.530,45
Set	1.412.062,82	1.424.354,90	43.671,95	43.671,95	0,00	0,00	2.923.761,62
Out	1.145.810,70	1.155.489,33	35.437,25	35.437,25	0,00	0,00	2.372.174,53
Nov	1.132.944,24	1.142.524,56	35.039,23	35.039,23	0,00	0,00	2.345.547,26
Dez e 13° sal	1.078.873,76	1.087.685,18	33.367,01	33.315,26	0,00	0,00	2.233.241,21
<b>Total</b>	<b>14.692.005,99</b>	<b>14.822.411,28</b>	<b>454.392,15</b>	<b>456.149,64</b>	<b>9.228,59</b>	<b>0,00</b>	<b>30.434.187,65</b>

**CONTRIBUIÇÕES EXTRAORDINÁRIAS - 2013 (PLANO CD)**

Mês	Contribuição Participantes	Sobrecarga Participantes	Total
	31.13.01.02.99.01	31.13.01.02.99.02	
Jan	196.342,64	6.072,45	202.415,09
Fev	1.030,18	31,86	1.062,04
Mar	5.885,80	182,03	6.067,83
Abr	2.425,00	75,00	2.500,00
Mai	33.096,32	64,84	33.161,16
Jun	104.500,00	0,00	104.500,00
Jul	3.109,82	65,25	3.175,07
Ago	5.563,64	32,63	5.596,27
Set	7.054,90	32,63	7.087,53
Out	124.057,72	32,71	124.090,43
Nov	309.553,20	32,92	309.586,12
Dez e 13° sal	694.502,00	528,00	695.030,00
<b>Total</b>	<b>1.487.121,22</b>	<b>7.150,32</b>	<b>1.494.271,54</b>

d. Valor total de outros recursos repassados pela Eletrobras:

Mês	Convênio c/INSS	Convênio c/Eletros Saúde	Renda Mínima Global	Fatura Encontro de Contas	Total
	ECV-333/10	ECV-DAG-001/12	RES. DEE-879/89	RES.DEE-737/88 e 409/93	
Jan	91.417,54	192.464,79	120.972,24	45.646,35	450.500,92
Fev	91.417,54	192.464,79	136.899,03	45.616,19	466.397,55
Mar	91.417,54	192.464,79	145.858,25	45.616,19	475.356,77
Abr	91.417,54	192.464,79	161.733,60	45.637,31	491.253,24
Mai	91.417,54	192.464,79	172.180,65	45.672,11	501.735,09
Jun	91.417,54	192.464,79	167.451,20	45.665,15	496.998,68
Jul	91.417,54	192.464,79	173.191,54	45.616,43	502.690,30
Ago	91.417,54	192.464,79	173.191,54	45.616,43	502.690,30
Set	91.417,54	192.464,79	173.848,60	45.563,07	503.294,00
Out	91.417,54	192.464,79	214.017,24	45.812,60	543.712,17
Nov	91.417,54	192.464,79	193.748,34	45.842,24	523.472,91
Dez	91.417,54	192.464,79	401.363,66	88.048,64	773.294,63
<b>Total</b>	<b>1.097.010,48</b>	<b>2.309.577,48</b>	<b>2.234.455,89</b>	<b>590.352,71</b>	<b>6.231.396,56</b>

e. Discriminação da razão ou motivo do repasse de recursos que não sejam contribuições:

Todos os repasses não vinculados às contribuições estão amparados através de convênios firmados entre as instituições.

f. Valor total por tipo de aplicação e respectiva fundamentação legal:

Segmentos	BD Eletrobras		CD Eletrobras	
	R\$ mil		R\$ mil	
<b>Renda Fixa</b>	<b>1.141.668</b>	<b>64,4%</b>	<b>764.928</b>	<b>67,9%</b>
<b>Renda Variável</b>	<b>314.074</b>	<b>17,7%</b>	<b>220.386</b>	<b>19,6%</b>
<b>Estruturados</b>	<b>65.683</b>	<b>3,7%</b>	<b>38.189</b>	<b>3,4%</b>
<b>Imóveis</b>	<b>166.551</b>	<b>9,4%</b>	<b>63.047</b>	<b>5,6%</b>
<b>Empréstimos</b>	<b>84.355</b>	<b>4,8%</b>	<b>40.692</b>	<b>3,6%</b>
<b>Consolidado</b>	<b>1.772.331</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.127.242</b>	<b>100,0%</b>

Outras informações em arquivo anexo.

g. Síntese da manifestação da Secretaria de Previdência Complementar:

De acordo com a legislação vigente, pela qual é estabelecido que a entidade fechada de previdência complementar deve enviar à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, via portal de sistemas, até o dia 31 de março do exercício subsequente, as Demonstrações Contábeis Consolidadas do exercício juntamente com os Pareceres de envio obrigatório já submetidos aos Órgãos de Administração e Fiscalização da ELETROS e enviados àquela Superintendência, a Eletros encaminhou a documentação exigida tempestivamente, em 31/03/2014, não havendo mais

manifestação expressa da SPC, salvo protocolo de entrega, motivo pelo qual considera-se esta como derogada pela atual sistemática adotada pela própria SPC.

*h - Avaliação da política de investimentos da entidade fechada de previdência complementar, evidenciado o retorno das aplicações, bem como sua conformidade com a Resolução 3792/2009, do Conselho Monetário Nacional:*

Documento anexo.

**5. Conclusões contidas no relatório da auditoria independente:**

Documento anexo.

**6. Demonstração do resultado atuarial no exercício de referência do relatório de gestão e nos dois anteriores, acompanhada de justificativas e análises de eventuais deficitários:**

No relatório impresso são apresentadas as demonstrações financeiras solicitadas para os anos de 2011, 2012 e 2013, dos planos BD e CD. Por serem arquivos pesados são de difícil envio por meio eletrônico.

Não obstante, as demonstrações anuais da Eletros podem ser obtidas junto ao sítio [HTTPS://portal.spc.previdencia.gov.br/da/faces/pages/modulos/consul](https://portal.spc.previdencia.gov.br/da/faces/pages/modulos/consul).

**II. Informações sobre as ações de fiscalização empreendidas no exercício com base no disposto no art. 25 da Lei Complementar nº 108/2001, demonstrando o tipo de fiscalização efetuada, a data em que ocorreu, as principais constatações e as providências adotadas para sanear as irregularidades verificadas:**

Não houve fiscalização da PREVIC em 2013. A fiscalização da Patrocinada é exercida através de Auditorias Internas periódicas, promovidas pela Patrocinadora-Instituidora através do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna, com base numa avaliação de risco calculada pela própria Patrocinadora-Instituidora.



## ELETROBRAS

% concluído	Demanda	Data da Demanda	Data da Entrega	Observações
100%	Nome	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Razão Social	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014.
100%	CNPJ	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
Demonstrativo Anual contendo:				
0%	Valor total da folha de pagamento dos aposentados oriundos da Eletrobras	29/04/2014		
100%	Valor total das contribuições pagas pelos empregados participantes	29/04/2014	30/04/2004	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Valor total das contribuições pagas pela patrocinadora	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Valor total de outros recursos repassados pela patrocinadora	29/04/2014	30/04/2004	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Discriminação da razão ou motivo do repasse de recursos que não sejam contribuições	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Valor total por tipo de aplicação e respectiva fundamentação legal	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Síntese da manifestação da Secretaria de Previdência Complementar	29/04/2014	29/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Avaliação da política de investimentos da entidade fechada de previdência complementar, evidenciado o retorno das aplicações, bem como sua conformidade com a Resolução 3792/2009, do Conselho Monetário Nacional	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Conclusões contidas no relatório da auditoria independente	29/04/2014	30/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 30/04/2014
100%	Demonstração do resultado atuarial no exercício de referência do relatório de gestão e nos dois anteriores, acompanhada de justificativas e análises de eventuais resultados deficitários	29/04/2014	29/04/2014	Informação enviada à Patrocinadora em 29/04/2014
100%	Conclusões do último estudo atuarial	29/04/2014	29/04/2014	Informação consta no Demonstrativo atuarial. Informação enviada à Patrocinadora em 29/04/2014
100%	Informar as ações de fiscalização empreendidas no exercício (2013) com base no disposto no art. 25 da Lei Complementar nº 108/2001, demonstrando o tipo de fiscalização efetuada, a data em que ocorreu, as principais constatações e as providências adotadas para sanear as irregularidades verificadas	29/04/2014	29/04/2014 e 30/04/2014	Não houve fiscalização da Previc em 2013. Informação enviada à Patrocinadora em 29/04/2014. Informação da auditoria interna da Patocinadora enviada por e-mail em 30/04/2014

## FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS - CNPJ nº 34.268.789/0001-88

**Demonstrativo Anual: 2013**

1. Valor total da Folha de pagamento dos empregados participantes:	69.223.244,74
2. Valor total das contribuições pagas pelos empregados participantes:	8.164.529,85
3. Valor total das contribuições pagas pela patrocinadora:	8.164.529,85
4. Valor total de outros recursos repassados pela patrocinadora:	1.321.738,46
5. Discriminação da razão ou motivo do repasse de recursos que não sejam contribuições:	Taxa de Administração e Seguro de Vida parte da Patrocinadora.
6. Valor total por tipo de aplicação e respectiva fundamentação legal:	Informação dada pela ELETROBRAS
7. Manifestação da Secretaria de Previdência Complementar:	Informação dada pela ELETROBRAS
8. Política de investimentos da entidade fechada de previdência complementar, evidenciado o retorno das aplicações, conforme disposto no inciso V do art. 22 da Resolução 3792/2009, do Conselho Monetário Nacional	Informação dada pela ELETROBRAS

**Conclusões contidas no relatório da auditoria independente;**

Informação dada pela ELETROBRAS

**Demonstração do resultado atuarial no exercício de referência do relatório de gestão e nos dois anteriores, acompanhada de justificativas e análises de eventuais resultados deficitários;**

Informação dada pela ELETROBRAS

**Conclusões do último estudo atuarial;**

Informação dada pela ELETROBRAS

**Informações sobre as ações de fiscalização empreendidas no exercício com base no disposto no art. 25 da Lei Complementar nº 108/2001, demonstrando o tipo de fiscalização efetuada, a data em que ocorreu, as principais constatações e as providências adotadas para sanar as irregularidades verificadas.**

A fiscalização é realizada pela ELETROBRAS, o CEPEL mantém representantes junto à ELETROS com vistas a supervisão e acompanhamento das suas atividades, atuando nos órgãos de deliberação e fiscalização da entidade.

**Relatório de Enquadramento dos Investimentos**
**PLANO BD**

Referência: 31/12/2013

Renda Fixa	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Títulos Públicos Federais</b>	<b>834.400.894</b>	<b>47,08%</b>	<b>100,0%</b>
LETRAS FINANCEIRAS DO TESOIRO	5.873.856	0,33%	
LETRAS DO TESOIRO NACIONAL	39.954.341	2,25%	
NOTAS D TESOIRO NACIONAL - SÉRIE B	396.774.169	22,39%	
NOTAS D TESOIRO NACIONAL - SÉRIE C	391.798.528	22,11%	
<b>Outros Títulos de Renda Fixa</b>	<b>319.750.980</b>	<b>18,04%</b>	<b>80,0%</b>
LETRAS HIPOTECÁRIAS	164.370.332	9,27%	
Caixa Econômica Federal	164.370.332	9,27%	
LETRAS FINANCEIRAS	75.098.708	4,24%	
Bradesco	53.352.439	3,01%	
Itaú	21.746.269	1,23%	
DEBÊNTURES	35.280.688	1,99%	
Brasil Telecom	8.739.446	0,49%	
Vale	5.156.998	0,29%	
Cemig 2012	18.696.251	1,05%	
Ferreira Guimarães	2.687.993	0,15%	
CDB	25.594.985	1,44%	
Itaú	25.594.985	1,44%	
FUNDOS RENDA FIXA	3.254.824	0,18%	
Cotas Referenciados	3.254.824	0,18%	
FUNDOS FDIC	16.151.443	0,91%	20,0%
Braskem	16.143.375	0,91%	
BMG 8 Senio	8.068	0,00%	
<b>Total - Renda Fixa</b>	<b>1.154.151.874</b>	<b>65,12%</b>	<b>100,0%</b>
Renda Variável	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Ações Mercado à Vista</b>	<b>293.051.510</b>	<b>16,53%</b>	<b>70,0%</b>
NOVO MERCADO	120.498.623	6,80%	70,0%
BOVESPA NIVEL 1	111.403.454	6,29%	60,0%
BOVESPA NIVEL 2	3.928.580	0,22%	45,0%
DEMAIS AÇÕES	57.220.853	3,23%	35,0%
FUNDOS RENDA VARIÁVEL	14.123.506	0,80%	
<b>Total de Renda Variável</b>	<b>307.175.016</b>	<b>17,33%</b>	<b>70,0%</b>
Investimentos Estruturados	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Fundos Multimercado	56.869.013	3,21%	20,0%
Fundos Investimentos em Participação	6.448.528	0,36%	10,0%
<b>Total de Investimentos Estruturados</b>	<b>63.317.541</b>	<b>3,57%</b>	<b>20,0%</b>
Imóveis	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Total Imóveis</b>	<b>166.556.250</b>	<b>9,40%</b>	<b>8,0%</b>
Empréstimos e Fin. Imobiliários	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Empréstimos</b>	<b>84.358.394</b>	<b>4,76%</b>	<b>15,0%</b>
<b>Total de Empréstimos</b>	<b>84.358.394</b>	<b>4,76%</b>	<b>15,0%</b>
Outros Valores	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RF	-2.690.847		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RV	361.387		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES ESTRUTURADO	-889.771		
VALORES A PAGAR/A RECEBER CP	-16.121		
<b>Total de Outros Valores</b>	<b>-3.235.352</b>		
<b>Patrimônio Total do Plano</b>	<b>1.772.323.723</b>	<b>100,0%</b>	

**Relatório de Enquadramento dos Investimentos**
**TOTAL CD ELETROBRÁS**

Referência: 31/12/2013

Renda Fixa	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Títulos Públicos Federais</b>	<b>391.747.478</b>	<b>34,75%</b>	<b>100,0%</b>
LETRAS FINANCEIRAS DO TESOURO	4.121.678	0,37%	
LETRAS DO TESOURO NACIONAL	67.316.839	5,97%	
NOTAS D TESOURO NACIONAL - SÉRIE B	320.308.960	28,41%	
<b>Outros Títulos de Renda Fixa</b>	<b>379.659.847</b>	<b>33,68%</b>	<b>80,0%</b>
<b>LETRAS FINANCEIRAS</b>	<b>236.159.855</b>	<b>20,95%</b>	
Bradesco	177.478.163	15,74%	
Itaú	58.681.693	5,21%	
<b>DEBÊNTURES</b>	<b>14.761.529</b>	<b>1,31%</b>	
Brasil Telecom	14.761.529	1,31%	
<b>CDB</b>	<b>112.640.666</b>	<b>9,99%</b>	
Itaú	112.640.666	9,99%	
<b>FUNDOS RENDA FIXA</b>	<b>1.868.269</b>	<b>0,17%</b>	
Cotas Referenciados	1.868.269	0,17%	
<b>FUNDOS FDIC</b>	<b>14.229.528</b>	<b>1,26%</b>	<b>20,0%</b>
Braskem	10.979.504	0,97%	
BMG 8 Senio	3.250.024	0,29%	
<b>Total - Renda Fixa</b>	<b>771.407.324</b>	<b>68,43%</b>	<b>100,0%</b>
Renda Variável	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Ações Mercado à Vista</b>	<b>205.633.907</b>	<b>18,24%</b>	<b>70,0%</b>
NOVO MERCADO	84.553.745	7,50%	70,0%
BOVESPA NIVEL 1	78.171.675	6,93%	60,0%
BOVESPA NIVEL 2	2.756.680	0,24%	45,0%
DEMAIS AÇÕES	40.151.807	3,56%	35,0%
<b>FUNDOS RENDA VARIÁVEL</b>	<b>9.910.448</b>	<b>0,88%</b>	
<b>Total de Renda Variável</b>	<b>215.544.355</b>	<b>19,12%</b>	<b>70,0%</b>
Investimentos Estruturados	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Fundos Multimercado	32.642.817	2,90%	20,0%
Fundos Investimentos em Participação	4.188.061	0,37%	10,0%
<b>Total de Investimentos Estruturados</b>	<b>36.830.879</b>	<b>3,27%</b>	<b>20,0%</b>
Imóveis	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Total Imóveis</b>	<b>63.048.791</b>	<b>5,59%</b>	<b>8,0%</b>
Empréstimos e Fin. Imobiliários	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
<b>Empréstimos</b>	<b>40.692.340</b>	<b>3,61%</b>	<b>15,0%</b>
<b>Total de Empréstimos</b>	<b>40.692.340</b>	<b>3,61%</b>	<b>15,0%</b>
Outros Valores	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RF	-23.064		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RV	253.584		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES ESTRUTURADO	-510.728		
VALORES A PAGAR/A RECEBER CP	13.475		
<b>Total de Outros Valores</b>	<b>-266.733</b>		
<b>Patrimônio Total do Plano</b>	<b>1.127.256.956</b>	<b>100,0%</b>	

**Título:**

Política de Investimento de 2013.

**Autor:**

Jair Ribeiro Pereira Filho.

**Objetivo:**

O objetivo desta Nota Técnica é apresentar a Política de Investimento de 2013 da ELETROS.

**Conteúdo:**

## **INTRODUÇÃO**

A Política de Investimento da ELETROS para o exercício de 2013 (“PI 2013”) deve ser aplicada aos planos de benefícios previdenciários e ao plano administrativo geridos pela entidade. Após cumprir as etapas do processo decisório interno, que inclui a avaliação e a recomendação dos comitês internos, foi submetida pela Diretoria Executiva à aprovação do Conselho Deliberativo. Para a função de Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado (AETQ) está designado o Diretor Financeiro, que por esta razão é o responsável pelos investimentos junto ao órgão supervisor.

O dever fiduciário que orienta a implementação da PI 2013 requer conformidade com a legislação, regulamentos, políticas e demais condições estabelecidas para cada plano, além de comportamento prudente, ético e zeloso dos gestores. Em linha com as melhores práticas de gestão em fundos de pensão, a política de investimento é uma importante ferramenta de planejamento e está orientada pelas características do plano de benefícios gerido.

Em 2013, a taxa de juros real no Brasil deverá ser uma das mais baixas dos últimos anos, reduzindo o rendimento esperado para o segmento de renda fixa e requerendo

adequações da política de investimento à nova realidade. Em decorrência, a tendência à alocação em investimentos de maior risco deverá prosseguir, o que faz com que os objetivos de retorno e risco devam estar ajustados ao cenário.

A PI 2013 apresenta e define diretrizes, objetivos, alocação e seleção de ativos, administração de riscos, responsabilidade e dá outras orientações. Destina-se aos participantes, em especial, mas também aos colaboradores e público em geral que precisem entender e se integrar aos seus objetivos, facilitando a comunicação, a transparência, o acompanhamento da gestão e desempenho dos planos.

## **1. DIRETRIZES DE INVESTIMENTOS**

A PI 2013 busca a integração da gestão dos investimentos às obrigações associadas ao tipo de plano, baseando-se nas seguintes diretrizes:

- ✓ Na aplicação por plano, a saber:
  - Plano BD Eletrobrás
  - Plano CD Eletrobrás, composto por:
    - Plano CD Saldado (BPDS)
    - Plano CD Eletrobrás Puro
  - Plano CD ONS
  - Plano CV EPE
  - Plano CD Ceron
  - Plano de Gestão Administrativa (PGA)
  
- ✓ Na premissa de que os ativos que compõem os recursos garantidores (“patrimônio”) são investidos com uma visão de médio e de longo prazo, orientada por metas adequadas de retorno e risco.

- ✓ Na alocação de ativos como fator determinante da rentabilidade, razão pela qual as decisões a ela relacionadas são as mais importantes a serem tomadas ao longo do exercício.
- ✓ Na diversificação entre os segmentos e entre os ativos que os compõem como fator básico de redução de risco dos investimentos, orientada pelos instrumentos específicos de administração de riscos dos investimentos da entidade.
- ✓ Na integração com o cenário macroeconômico e dos investimentos apresentados no anexo, os quais, pela sua dinâmica, estão sujeitos a revisões ao longo do ano.

## 2. OBJETIVOS PARA 2013

A preservação do valor econômico-financeiro do patrimônio é uma meta permanente da ELETROS e adicionam-se os seguintes objetivos para 2013, por ordem de prioridade:

- ✓ Buscar superar as seguintes metas reais de rentabilidade, as quais devem estar ajustadas aos riscos dos investimentos:

	Exercício de 2013	Médio prazo (2013 a 2015)	Longo prazo (2013 a 2017)
Plano BD	3,4%	4,6%	5,0%
Plano CD Puro (perfil ELETROS)	3,4%	4,8%	5,4%
Plano CD Saldado (BPDS)	3,5%	4,4%	4,9%
Plano CD ONS (perfil ELETROS)	3,2%	4,6%	5,3%
Plano CV EPE	3,3%	4,2%	4,7%
Plano CD Ceron	2,8%	4,0%	4,4%
PGA	2,6%	3,6%	3,8%

Obs.: (1) Metas de rentabilidade bruta ao ano acima do INPC.

(2) As metas rentabilidade foram elaboradas em estudo interno (Nota Técnica DFI/GAA-122/12).

- ✓ Obter rentabilidade adicional a fim de contribuir para o equilíbrio econômico-financeiro do plano BD Eletrobrás e para aumentar do valor do patrimônio dos demais planos.
- ✓ Superar a média das rentabilidades do segmento de renda fixa, de renda variável e do patrimônio de planos fechados com perfil de risco comparável.

Para o alcance dos objetivos acima, a ELETROS buscará implementar as propostas de alocação e seleção de ativos, sujeitas aos limites e parâmetros definidos nesta política.

### **3. ALOCAÇÃO E SELEÇÃO DE ATIVOS POR PLANO**

A gestão de investimentos da ELETROS se baseia na segregação entre alocação e seleção de ativos.

A tomada de decisão cabe à Diretoria Executiva com base em recomendações da equipe interna – exceto nos fundos de investimento com gestão externa.

A equipe de gestão interna possui a atribuição de analisar, elaborar e executar as operações, além de propor critérios para os investimentos em conformidade com normas e procedimentos aprovados.

A alocação de ativos é definida como o conjunto de atividades relacionadas à distribuição do patrimônio de cada plano entre os segmentos de renda fixa, renda variável, imóveis, empréstimos, investimentos estruturados e no exterior, permitidos pela legislação vigente.

- ✓ A alocação de ativos é de responsabilidade da equipe interna, exceto na alocação em renda variável dos perfis de investimento que pode ser uma opção do participante.



- ✓ A alocação de ativos é avaliada pelo CAA e as propostas são encaminhadas por esse comitê ao CEI, a quem cabe decidir, exceto nos casos previstos nesta política.

A seleção de ativos é definida como o conjunto de atividades relacionadas à distribuição de cada segmento do plano entre as modalidades (incluindo títulos e fundos de investimento) permitidas pela legislação, compreendendo a análise e a execução de operações.

- ✓ A seleção de ativos é de responsabilidade da equipe interna, no caso da gestão feita diretamente pela entidade, ou dos gestores externos, no caso dos fundos de investimento.
- ✓ A seleção de ativos é avaliada pelo CGC e as propostas são encaminhadas por esse comitê ao CEI, a quem cabe decidir, exceto nos casos previstos nesta política.

Para o alcance dos objetivos da PI 2013, as estratégias de seleção de ativos deverão, no mínimo, superar as metas definidas para cada segmento, obedecendo aos respectivos limites, requisitos e condições.

#### **A. RENDA FIXA**

A rentabilidade real da renda fixa em 2013 deverá ser uma das menores dos últimos anos, mas o baixo risco do segmento é compensador e tende a preservar o valor dos títulos aqui investidos, com os seguintes objetivos para 2013:

- ✓ Estar vinculados aos desembolsos financeiros previdenciários.
- ✓ Proporcionar proteção contra a inflação.
- ✓ Obter ganhos em relação aos índices de referência para o segmento.

A meta de rentabilidade do segmento de renda fixa em 2013 será equivalente à variação de **103% do CDI** acumulada no ano.

### A.1 ALOCAÇÃO E RENTABILIDADE DA RENDA FIXA POR PLANO

A renda fixa permanecerá como o segmento de maior alocação no patrimônio, o que indica a tendência conservadora da política de investimento para 2013.

#### Alocação e rentabilidade da renda fixa para 2013

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2012	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	70%	53%	68%	86%	8,2%	2,3%
Plano CD Eletrobrás Total	67%	49%	65%	84%	8,0%	2,2%
Plano CD Eletrobrás Puro**	66%	47%	64%	84%	8,0%	2,2%
Plano CD Saldado (BPDS)	71%	54%	69%	87%	8,0%	2,2%
Plano CD ONS**	70%	51%	67%	86%	8,0%	2,2%
Plano CV EPE	83%	69%	78%	90%	8,0%	2,2%
Plano CD Ceron	85%	80%	80%	90%	8,0%	2,2%
PGA	100%	100%	100%	100%	8,0%	2,2%

\* Real acima do INPC estimado em 5,7% para 2013.

\*\* Somando todos os perfis de investimento.

### A.2 SELEÇÃO DE ATIVOS NA RENDA FIXA

São elegíveis para compor o segmento de renda fixa de cada plano as modalidades de investimento permitidas pela legislação em vigor.

A negociação de ativos no segmento deve estar em conformidade com as condições e requisitos da legislação, com o processo decisório, no caso da gestão interna, e com o

regulamento dos fundos de investimento, no caso da gestão externa, considerando-se que:

- ✓ Os limites de enquadramento, de concentração por emissor e por investimento dispostos na legislação em vigor se aplicam em cada plano, adicionando-se:
  - Na aquisição para a gestão interna e para os fundos de investimento exclusivos, o limite de um emissor privado, incluindo aplicações já existentes, não poderá ultrapassar 10% do total da carteira de renda fixa da ELETROS.
- ✓ A classificação de risco (“rating”) mínima aplicável à aquisição de ativos de emissor não financeiro para a gestão interna e para os fundos de investimento exclusivos de renda fixa será, no mínimo, de:
  - “AA” da agência Fitch Ratings Brasil, ou o seu equivalente, no caso de ativos com prazo médio acima de cinco anos.
  - “A” da agência Fitch Ratings Brasil, ou o seu equivalente, nos demais casos.

A seleção de ativos de renda fixa do plano BD Eletrobrás permanecerá orientada pelo fluxo de desembolsos previdenciários, o qual orienta a composição da carteira ALM (exclusiva do plano). Complementarão o segmento do BD Eletrobrás (i) outros títulos indexados à inflação e (ii) demais modalidades com objetivo de superar os índices de referência do segmento.

Para se vincular ao fluxo de desembolsos previdenciários, o prazo médio dos títulos de renda fixa do BD Eletrobrás tenderá a ser mais elevado, o que faz com que o segmento seja mais sensível às oscilações das taxas de juros de mercado do que os demais planos – desde que os títulos permaneçam marcados a mercado.

Como regra geral, a seleção de ativos de renda fixa dos planos CD Eletrobrás, CD ONS, CV EPE, CD Ceron e PGA seguirá as mesmas estratégias em 2013, orientando-se para a proteção contra a inflação e para ganhos frente aos índices de referência do segmento.

A liquidez do segmento de renda fixa é provedora de primeira ordem dos compromissos financeiros dos planos. Deverá ser mais elevada no BD Eletrobrás em razão do seu fluxo de caixa com desembolsos superiores às contribuições previdenciárias, situação que também ocorre no CD Eletrobrás Saldado (BPDS), embora em menor dimensão.

## **B. RENDA VARIÁVEL**

Em razão do porte, organização de mercado, transparência, potencial de valorização e por possuir critérios já consolidados pela equipe interna quanto à avaliação entre retorno e risco, a tendência da renda variável é de permanecer como principal opção de saída da renda fixa, possuindo os seguintes objetivos para 2013:

- ✓ Proporcionar rentabilidade superior à da renda fixa.
- ✓ Ser a principal fonte de rentabilidade para o alcance das metas de 2013.
- ✓ Obter ganhos em relação aos índices de referência para o segmento, os quais deverão estar vinculados às estratégias de médio e de longo prazo.

A meta de rentabilidade do segmento de renda variável em 2013 será equivalente à variação do **IBrX** **acrescida de 2%** acumulada no ano.

### **B.1 ALOCAÇÃO E RENTABILIDADE DA RENDA VARIÁVEL POR PLANO**

A renda variável permanecerá como o segundo segmento de maior alocação no patrimônio dos planos em 2013, superada apenas pela renda fixa.

## Alocação e rentabilidade da renda variável para 2013

Plano	Alocação em relação ao patrimônio					Rentabilidade	
	Estimada Dez/2012	Proposta para 2013			Nominal	Real*	
		Mínima	Alvo	Máxima			
Plano BD Eletrobrás	14%	5%	15%	25%	12,2%	6,2%	
Plano CD Eletrobrás Total	20%	9%	22%	32%	12,2%	6,2%	
Plano CD Eletrobrás Puro **	22%	10%	25%	35%	12,2%	6,2%	
Perfil ELETROS do CD Puro ***	22%	10%	25%	35%	12,2%	6,2%	
Plano CD Saldado (BPDS)	14%	5%	15%	25%	12,2%	6,2%	
Plano CD ONS **	22%	10%	25%	35%	12,2%	6,2%	
Perfil ELETROS do CD ONS ***	22%	10%	25%	35%	12,2%	6,2%	
Plano CV EPE	15%	10%	20%	25%	12,2%	6,2%	
Plano CD Ceron	15%	10%	20%	20%	12,2%	6,2%	

\* Real acima do INPC estimado em 5,7% para 2013.

\*\* Somando todos os perfis de investimento.

\*\*\* Alocação em relação ao total do perfil ELETROS.

## PERFIS DE INVESTIMENTO

A alocação em renda variável permanecerá como opção do participante nos planos que possuam perfis de investimento, o qual poderá escolher por:

Perfil	Alocação em renda variável
Perfil Super Conservador	0%
Perfil Conservador	15%
Perfil Moderado	30%
Perfil Agressivo	45%
Perfil ELETROS	De acordo com a PI 2013

Os valores de alocação em renda variável da tabela poderão variar em até cinco pontos percentuais para cima ou para baixo, exceto no perfil Super Conservador, que não

possui participação no segmento. Essas e outras condições devem ser observadas pelo participante, as quais estarão disponíveis para o seu conhecimento, além de poder contar com o atendimento da ELETROS para esclarecimento de dúvidas.

## **B.2 SELEÇÃO DE ATIVOS NA RENDA VARIÁVEL**

São elegíveis para compor o segmento de renda variável de cada plano as ações de emissão de companhias abertas e os correspondentes bônus de subscrição, recibos de subscrição e certificados de depósitos, e as cotas de fundos de índice referenciados em cesta de ações de companhias abertas, admitidas à negociação em bolsa de valores. Os investimentos nas demais modalidades de renda variável permitidas pela legislação deverão ser aprovados caso a caso pelo Conselho Deliberativo.

A negociação de ativos no segmento deve estar em conformidade com as condições, requisitos, limites de enquadramento, de concentração por emissor e por investimento dispostos na legislação em vigor, com o processo decisório, no caso da gestão interna, e regulamentos dos fundos de investimento, no caso da gestão externa.

Buscando diversificar as estratégias no segmento, em 2013 deverá ser implementado um mandato diferenciado para a carteira de ações, desvinculado do IBrX e dos principais índices de bolsa – contudo, sua meta de rentabilidade ainda não está definida.

## **C. IMÓVEIS**

Os investimentos em imóveis deverão permanecer restritos aos planos BD e CD Eletrobrás, possuindo os seguintes objetivos para 2013:

- ✓ Proporcionar rentabilidade superior à da renda fixa.
- ✓ Avaliar oportunidades de alienação parcial da carteira.

A meta de rentabilidade do segmento de imóveis em 2013 será equivalente à variação do **INPC acrescida de 6%**.

O objetivo de alienar parte da carteira atual de imóveis fará com que a alocação no segmento tenda a se reduzir, embora o plano BD Eletrobrás possa continuar acima do limite legal por efeito das reavaliações ocorridas nos últimos exercícios.

#### Alocação e rentabilidade dos imóveis para 2013

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2012	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	9%	6%	8%	9%	12,0%	6,0%
Plano CD Eletrobrás Total	6%	4%	5%	6%	12,0%	6,0%
Plano CD Eletrobrás Puro **	6%	4%	5%	6%	12,0%	6,0%
Plano CD Saldado (BPDS)	7%	4%	6%	7%	12,0%	6,0%

\* Real acima do INPC estimado em 5,7% para 2013.

\*\* Somando todos os perfis de investimento.

São elegíveis para compor o segmento de imóveis da ELETROS as modalidades de investimento permitidas pela legislação em vigor, nos limites de enquadramento ali dispostos.

As operações com imóveis deverão obedecer ao processo decisório interno. A aquisição e a alienação de bens imóveis e a constituição de ônus reais sobre os mesmos compete ao Conselho Deliberativo.

A participação no setor imobiliário poderá ser feita de forma indireta através de outros segmentos – como são os casos dos fundos de recebíveis e dos fundos imobiliários.



#### D. OPERAÇÕES COM PARTICIPANTES (EMPRÉSTIMOS)

As operações de empréstimo aos participantes e assistidos deverão permanecer restritas aos planos BD, CD Eletrobrás e CD ONS, tendo por objetivo superar a rentabilidade da renda fixa.

A meta de rentabilidade do segmento de operações com participantes em 2013, apurada conforme critérios internos, será equivalente à **variação da meta atuarial e do índice de referência**, respectivamente para os planos BD e CD Eletrobrás Saldado (BPDS), e à variação de **104,3% e de 105,6% do CDI** ou à variação do **INPC acrescida de 6,0%** acumulada no ano, o que for maior, respectivamente, para os planos CD ONS e CD Eletrobrás Puro.

Os empréstimos obedecerão aos requisitos da legislação e às normas internas. Os encargos financeiros das operações deverão ser aprovados pelo Conselho Deliberativo.

#### Alocação e rentabilidade dos empréstimos para 2013

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2012	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	5%	3%	5%	7%	10,9%	5,5%
Plano CD Eletrobrás Total	5%	3%	5%	7%	10,9%	6,0%
Plano CD Eletrobrás Puro**	4%	2%	4%	6%	10,9%	6,0%
Plano CD Saldado (BPDS)	6%	4%	6%	8%	10,9%	6,0%
Plano CD ONS**	6%	4%	6%	8%	10,9%	6,0%

\* Real acima do INPC estimado em 5,7% para 2013.

\*\* Somando todos os perfis de investimento.



## E. INVESTIMENTOS ESTRUTURADOS

No cenário de juros baixos, dentre as estratégias de diversificação consideradas mais arriscadas, os investimentos estruturados se apresentam em seguida à renda variável.

Os objetivos do segmento para 2013 é avaliar os investimentos em:

- ✓ Fundos de investimento em participações (FIP).
- ✓ Fundos multimercado.
- ✓ Fundos de investimento imobiliário (FII).

A meta de rentabilidade do segmento de investimentos estruturados em 2013 nos fundos multimercado será equivalente à variação de **130% do CDI** acumulada no ano.

A meta de rentabilidade das demais modalidades classificadas no segmento será definida nos estudos que fundamentarão as decisões.

### Alocação e rentabilidade dos investimentos estruturados para 2013

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2012	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	2%	0%	4%	6%	8,4%	2,5%
Plano CD Eletrobrás Total	2%	0%	2%	6%	8,4%	2,5%
Plano CD Eletrobrás Puro**	2%	0%	2%	6%	8,4%	2,5%
Plano CD Saldado (BPDS)	2%	0%	4%	6%	8,4%	2,5%
Plano CD ONS**	2%	0%	2%	6%	8,4%	2,5%
Plano CV EPE	2%	0%	2%	6%	8,4%	2,5%

\* Real acima do INPC estimado em 5,7% para 2013.

\*\* Somando todos os perfis de investimento.

São elegíveis para compor o segmento de investimentos estruturados as modalidades de investimento permitidas pela legislação em vigor.

As propostas referentes ao segmento deverão obedecer ao processo decisório interno e deverão ser aprovadas caso a caso pelo Conselho Deliberativo.

## F. RENTABILIDADE DO PATRIMÔNIO POR PLANO

Plano	Rentabilidade	
	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	9,2%	3,4%
Plano CD Puro (perfil ELETROS)	9,3%	3,4%
Plano CD Saldado (BPDS)	9,4%	3,5%
Plano CD ONS (perfil ELETROS)	9,0%	3,2%
Plano CV EPE	9,2%	3,3%
Plano CD Ceron	8,6%	2,8%
Plano PGA	8,4%	2,6%

\* Real acima do INPC estimado em 5,7% para 2013.

## 4. ADMINISTRAÇÃO DE RISCOS DOS INVESTIMENTOS

No ano de 2012 foram aprovados projetos importantes relacionados à administração de riscos dos investimentos e ao desenvolvimento de modelo proprietário de risco da entidade, cuja implementação está prevista para se iniciar em 2013.

A metodologia e os critérios de avaliação de risco dos investimentos compreendem risco de crédito, de mercado, de liquidez, operacional, legal e sistêmico.

### A. RISCO DE CRÉDITO

**A.1** Para a concessão de crédito de emissor não financeiro, a ELETROS utiliza critérios desenvolvidos e aplicados pela equipe interna que se baseiam na avaliação da capacidade de pagamento, em informações de mercado e de consultoria externa. A classificação de risco deverá ser, no mínimo, "AA" da agência Fitch Ratings Brasil, ou o

seu equivalente, para títulos com prazo médio acima de 5 (cinco) anos e, no mínimo, “A” da mesma agência, ou o seu equivalente, para os demais casos.

**A.2** Para a concessão de crédito de emissor financeiro, a ELETROS contrata duas empresas especializadas em risco bancário, cujas avaliações são incorporadas aos critérios desenvolvidos e aplicados pela equipe interna, baseados em indicadores de liquidez, solvência e outros.

## **B. RISCO DE MERCADO**

Com os projetos aprovados em 2012, a entidade busca aperfeiçoar a sua administração de risco de mercado e avançar na construção do modelo proprietário integrado de risco. Para 2013, as ações do planejamento estratégico da entidade estarão voltadas para a implementação dos projetos.

Considera-se que a administração de risco de mercado compreenda tanto as atividades de gestão quanto as de monitoramento. O modelo integrado em desenvolvimento na ELETROS prevê a administração de risco de mercado por prazos e diferenciada por planos, buscando empregar metodologias que melhor se aplicam a essas variáveis.

## **C. RISCO DE LIQUIDEZ**

A medida do risco de liquidez do patrimônio é baseada na relação entre as receitas de investimentos e o fluxo de caixa previdenciário (receitas menos desembolsos previdenciários). Nas receitas de investimentos incluem-se as operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais que vencem e são renovadas diariamente, constituindo-se em importante fator de liquidez.

O segmento de renda fixa é o provedor de primeira ordem de liquidez para os planos. No BD Eletrobrás, o fluxo de caixa previdenciário é negativo, e a cobertura necessária de liquidez é reforçada com títulos de renda fixa de longo prazo, com vencimentos vinculados aos desembolsos do passivo. Em 2013 está prevista a revisão da política de

descasamento entre ativos e passivos (ALM), que indica os níveis ótimos de liquidez e de alocação de investimentos.

A medida de liquidez de um ativo é baseada no número de dias em que se transforma em disponibilidade financeira. A ELETROS possui ativos com baixa liquidez, como é o caso de alguns títulos de renda fixa de longo prazo, imóveis e empréstimos aos participantes.

Os investimentos estruturados tendem a apresentar restrições importantes de liquidez, alguns dos quais são constituídos sob a forma de condomínio fechado, sem possibilidade de resgate antecipado, além de demandarem prazo médio de retorno superior a cinco anos, como é caso dos fundos de investimento em participações e dos fundos de investimento imobiliário.

#### **D. RISCO OPERACIONAL**

Parte do patrimônio dos planos da ELETROS é gerida internamente e isso requer estrutura de governança com normas, procedimentos e verificação de conformidades.

O risco operacional é mitigado com a segregação de funções entre gestão, administração, liquidação e custódia de títulos.

O risco associado à execução das operações na gestão interna com títulos mobiliários é mitigado através dos procedimentos contratuais com o agente custodiante, responsável por pagamentos e recebimentos ligados aos investimentos, pela custódia e controladoria de fundos de investimentos exclusivos e carteiras.

#### **E. RISCO LEGAL**

O risco legal na gestão dos investimentos associado a falhas contratuais, documentação insuficiente e falta de representatividade é mitigado pela intervenção da área jurídica, que emite parecer prévio para todas as ocasiões em que a entidade deva ser representada legalmente.

As provisões para inadimplências associadas aos investimentos são registradas de acordo com a legislação e as contingências de natureza judicial não possuem fluxo previsto na PI 2013.

O agente custodiante deve informar sobre qualquer mudança na legislação que implique em revisão ou ajustamento dos regulamentos dos fundos de investimento dos quais a ELETROS seja cotista, bem como deve prestar as informações necessárias para o cumprimento, por parte da ELETROS, dos dispositivos legais e regulamentares.

#### **F. RISCO SISTÊMICO**

O risco sistêmico dos investimentos deve estar representado pelos testes de estresse com base na definição de cenários críticos para os segmentos que possuam títulos mobiliários, através dos quais perdas extremas são estimadas para cada plano, mas não implicam em tomada de decisão automática.

### **5. OUTRAS ORIENTAÇÕES**

#### **A. CUSTÓDIA E LIQUIDAÇÃO DE ATIVOS**

A ELETROS tem contrato com o Bradesco para a prestação de (i) serviços de custódia qualificada, que consiste na liquidação física e financeira dos ativos, sua guarda e informação de eventos associados aos ativos e (ii) de controladoria de fundos de investimento exclusivos e carteiras, que consiste na execução dos processos que compõem a respectiva controladoria dos ativos e do passivo, bem como a execução dos procedimentos contábeis.

#### **B. USO DE DERIVATIVOS**

O uso de derivativos na gestão interna será permitido desde que esteja de acordo com o processo decisório interno e que seja submetido caso a caso ao Conselho Deliberativo pela Diretoria Executiva.

O uso de derivativos de renda variável não será permitido para a proteção de carteira de ações (“hedge”) nos perfis de investimento e nos fundos de investimento exclusivos da ELETROS.

### **C. PRECIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS:**

O agente custodiante é responsável pelo apreamento dos ativos dos fundos de investimento exclusivos e das carteiras da ELETROS baseando-se em critério de marcação a mercado.

A equipe interna da ELETROS é responsável pelo apreamento do segmento de operações com participantes e de imóveis, exceto no caso de reavaliações, as quais serão feitas por empresa contratada na forma da legislação.

### **D. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL**

A ELETROS é aderente aos princípios gerais de responsabilidade socioambiental ao adotar e valorizar as boas práticas de governança corporativa, ciente das consequências sociais e ambientais que sua atuação possui como prestadora de serviço.

## **6. RESPONSABILIDADES**

- A.** O Conselho Deliberativo será responsável por (i) aprovar esta política; (ii) reavaliá-la quando necessário; aprovar caso a caso (iii) os investimentos nas modalidades de renda variável permitidas pela legislação e não previstas na PI 2013, (iv) o uso de derivativos e (v) o aporte no segmento de investimentos estruturados. Será responsável pela (vi) aquisição, alienação e constituição de ônus sobre bens imóveis e (vii) pela definição dos encargos financeiros por plano das operações com participantes.
- B.** A Diretoria Executiva será responsável por (i) elaborar esta política e propor a sua alteração ao Conselho Deliberativo, a quem também deve propor a aprovação (ii) dos investimentos nas modalidades de renda variável permitidas pela legislação e não previstas na PI 2013, (iii) do uso de derivativos, (iv) do aporte no segmento de investimentos estruturados, (v) da aquisição, alienação e a constituição de ônus sobre

bens imóveis, (vi) dos encargos financeiros por plano das operações com participantes. Deverá ser responsável pelas decisões de alocação e seleção de ativos, e implementar a gestão interna dos investimentos, incluindo os riscos associados.

- C.** O Diretor Financeiro é designado para a função de Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado (AETQ), sendo o responsável pela gestão dos investimentos junto ao órgão supervisor.
- D.** A equipe interna será responsável por (i) elaborar e recomendar a alocação de ativos à Diretoria Executiva, exceto em renda variável dos perfis Conservador, Moderado e Agressivo, e por (ii) elaborar e recomendar a seleção de ativos à Diretoria Executiva, além de (iii) executar as operações na gestão interna de todos os planos e perfis de investimento; (iv) realizar o apreamento dos imóveis, exceto no caso de reavaliações, e das operações com participantes.
- E.** O gestor externo dos fundos de investimento exclusivos deverá fazer a seleção de ativos seguindo o mandato acordado com a ELETROS e com o respectivo regulamento.
- F.** O agente custodiante será o responsável (i) pelos pagamentos e recebimentos ligados aos investimentos na forma do contrato; (ii) por informar mudanças na legislação que afetem o regulamento dos fundos de investimento; (iii) por prestar informações necessárias para o cumprimento dos dispositivos legais e regulamentares; (iv) pelo apreamento dos ativos dos fundos de investimento exclusivos e das carteiras da ELETROS, e pela execução dos procedimentos contábeis.
- G.** A área jurídica da ELETROS deverá emitir parecer prévio para todas as ocasiões em que a entidade seja representada legalmente.
- H.** O Comitê de Gestão de Riscos e Auditoria e a Gestão de Riscos Corporativos e Compliance ocupam posições centrais no monitoramento de riscos dos investimentos da ELETROS.



## **GLOSSÁRIO**

BD Eletrobrás – plano de benefício definido dos participantes e assistidos das patrocinadoras Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel e Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS.

CAA – Comitê de Alocação de Ativos.

CD Eletrobrás – plano de contribuição definida dos participantes e assistidos das patrocinadoras Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel e Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS, composto por plano CD Eletrobrás Puro e plano CD Saldado (BPDS).

CD Ceron – plano de contribuição definida dos participantes e assistidos da patrocinadora Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON.

CD ONS – plano de contribuição definida dos participantes e assistidos da patrocinadora Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

CDI – Certificado de Depósito Interfinanceiro (renda fixa).

CEI – Comitê Executivo de Investimentos.

CGC – Comitê de Gestão de Carteiras.

CV EPE – plano de contribuição variável dos participantes e assistidos da patrocinadora Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

INPC – índice Nacional de Preços ao Consumidor (inflação).

IBrX – Índice Brasil (renda variável).

PI 2013 – política de investimento da ELETROS para o exercício de 2013.

PIB – Produto Interno Bruto (atividade econômica).



**Anexo**
**CENÁRIO MACROECONÔMICO E DOS INVESTIMENTOS**

O cenário macroeconômico mais provável para o período de 2013 a 2017, com probabilidade de ocorrência de 60%, é de um crescimento do PIB ligeiramente inferior a 4% ao ano e uma inflação, embora cadente em relação a 2012, deve ficar ao redor de 5% ao ano.

A taxa real de juros medida pelo CDI deve ser muito baixa em 2013 e crescente a partir de então até alcançar 4% ao ano em 2016.

**Projeções macroeconômicas**

	Estimadas 2012*	Projetadas				
		2013	2014	2015	2016	2017
Crescimento do PIB	1,4%	3,9%	3,9%	3,9%	3,7%	3,7%
Juros CDI no ano	8,4%	7,2%	9,0%	9,1%	9,1%	9,1%
Inflação INPC no ano	5,8%	5,7%	5,2%	5,1%	4,9%	4,9%
Juros reais CDI sobre INPC	2,4%	1,4%	3,6%	3,8%	4,0%	4,0%
Dólar no final do ano em R\$	2,06	2,09	2,17	2,26	2,34	2,34
Risco Brasil no final do ano (em pontos base)	200	170	150	100	100	100

\* As projeções para todo o ano de 2012 foram feitas a partir de dados realizados até novembro/12.

Dos cenários alternativos, o de tendência mais negativa, com probabilidade de 25%, viria a seguir, e envolveria um crescimento do PIB menor e uma inflação um pouco mais elevada, enquanto o cenário de tendência mais positiva, com probabilidade de 15%, teria um crescimento do PIB acima de 4% ao ano e inflação próxima do centro da meta em 4,5% ao ano.

### **Cenário para os investimentos**

Os juros reais mais baixos da economia brasileira reduzem o retorno esperado para a renda fixa e isso tem um impacto relevante sobre as expectativas de rentabilidade dos planos, já que é o segmento que possui a maior alocação em relação ao valor dos respectivos patrimônios.

Uma consequência do novo cenário é a necessidade de se incorporar mais ativos de risco às estratégias para se obter taxas de retorno mais elevadas. A renda variável é o segmento que tradicionalmente se apresenta como a melhor opção para a diversificação, embora ainda se preveja uma situação macroeconômica internacional de incertezas 2013 – contudo, o preço dos ativos já reflete esse cenário.

A hipótese sobre a fase do ciclo econômico pode contribuir para inferir a tendência para o comportamento dos ativos de risco no médio e longo prazo. Após a fase de ascensão de 2002 a 2008, o ciclo econômico ainda está na sua fase descendente que vem fazendo com que o preço dos ativos de risco se situe abaixo da sua tendência histórica.

Observados os riscos associados, na decisão de investir em ativos de maior risco a ELETROS está considerando a hipótese de reversão à média no período abrangido pela política de investimento (2013 a 2017), com maior aderência nos últimos anos (2016 e 2017), razão pela qual as metas de rentabilidade tendem a ser mais elevadas quanto maiores sejam os prazos.

---

Jair Ribeiro Pereira Filho  
Consultor

Nota Técnica revisada por:

---

Max Leandro Ferreira Tavares  
Gerente



FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS  
 Diretoria Financeira-DFI  
 Gestão de Contabilidade  
 Ano 2013  
 Patrocinadora Eletrobras

Demonstrativo das Demonstrações Previdenciárias - 2013 (Plano BD)

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Jóia	Total
	31.11.01.01.01/ 31.16.01.01.01.01	31.13.01.01.01.01/ 31.16.01.02.01.01	31.11.01.02.01/ 31.16.01.01.02.01	31.13.01.01.03.01/ 31.16.01.02.02.01	31.13.01.01.05.01	
Jan	339.118,43	339.118,43	10.488,19	10.488,19	1.777,52	700.990,76
Fev	319.408,72	319.408,72	9.878,61	9.878,61	36.665,84	695.240,50
Mar	312.963,32	312.963,32	9.679,28	9.679,28	0,00	645.285,20
Abr	308.380,63	308.380,63	9.537,55	9.537,55	3.728,18	639.564,54
Mai	298.790,28	298.790,28	9.240,94	9.240,94	1.864,10	617.926,54
Jun	318.349,79	318.349,79	9.845,86	9.845,86	1.864,10	658.255,40
Jul	300.348,51	300.348,51	9.289,13	9.289,13	0,00	619.275,28
Ago	377.414,42	381.768,96	11.672,61	11.807,30	1.874,82	784.538,11
Set	323.908,30	331.320,32	10.017,79	10.247,03	16.695,70	692.189,14
Out	307.446,41	312.401,38	9.508,64	9.661,89	-2.762,77	636.255,55
Nov	295.606,16	298.606,81	9.142,46	9.235,26	249.467,80	862.058,49
Dez e 13º sal	87.502,60	140.297,06	2.706,27	8.140,17	361,00	239.007,10
Total	3.589.237,57	3.661.754,21	111.007,33	117.051,21	311.536,29	7.790.586,61

Contribuições Extraordinárias - Déficit Equacionado - 2013 (Plano BD)

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Total
	31.11.02.02.01	31.13.01.02.02.01	31.11.02.02.04	31.13.01.02.02.04	
Jan	597.583,66	46.350,56	18.481,97	1.433,53	663.849,72
Fev	570.088,79	51.557,28	17.631,62	1.594,66	640.872,35
Mar	579.137,78	40.272,45	17.911,48	1.245,54	638.567,25
Abr	698.183,34	67.795,70	21.593,30	2.096,77	789.669,11
Mai	719.762,53	47.881,19	22.260,70	1.480,86	791.385,28
Jun	704.204,77	49.879,36	21.779,53	1.542,66	777.406,32
Jul	721.941,30	48.312,38	22.328,07	1.494,19	794.075,94
Ago	98.636,66	78.114,03	3.050,61	1.730,81	181.532,11
Set	1.394.445,98	75.380,34	43.889,69	1.546,75	1.515.262,76
Out	774.368,09	104.304,32	23.949,53	2.401,13	905.023,07
Nov	768.119,32	101.921,71	23.756,26	2.305,02	896.102,31
Dez e 13º sal	911.090,74	99.576,67	28.178,07	2.125,43	1.040.970,91
Total	8.537.562,96	811.345,99	264.810,83	20.997,35	9.634.717,13

Demonstrativo das Demonstrações Previdenciárias - 2013 (Plano CD)

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Contrib. Adicional Participantes	Sobrec. Adicional Participantes	Total
	31.11.01.01.01	31.13.01.01.01.01	31.11.01.02.01	31.13.01.01.03.01	31.13.01.01.02.01	31.13.01.01.04.01	
Jan	2.138.010,43	2.160.247,69	66.124,37	66.812,12	0,00	0,00	4.431.194,61
Fev	1.225.204,18	1.234.714,36	37.893,18	38.187,32	0,00	0,00	2.535.999,04
Mar	1.061.069,25	1.089.218,75	32.816,91	33.687,53	0,00	0,00	2.216.792,44
Abr	1.107.344,28	1.116.340,67	34.247,78	34.526,00	0,00	0,00	2.292.458,73
Mai	1.086.436,12	1.091.816,35	33.601,33	33.493,20	0,00	0,00	2.245.347,00
Jun	1.056.995,77	1.066.994,84	32.690,51	32.690,51	0,00	0,00	2.189.371,63
Jul	1.104.393,78	1.117.062,49	34.156,43	34.156,43	0,00	0,00	2.289.769,13
Ago	1.142.860,66	1.135.962,16	35.346,20	35.132,84	9.228,59	0,00	2.358.530,45
Set	1.412.062,82	1.424.354,90	43.671,95	43.671,95	0,00	0,00	2.923.761,62
Out	1.145.810,70	1.155.489,33	35.437,25	35.437,25	0,00	0,00	2.372.174,53
Nov	1.132.944,24	1.142.524,56	35.039,23	35.039,23	0,00	0,00	2.345.547,26
Dez e 13º sal	1.078.873,76	1.087.685,18	33.367,01	33.315,26	0,00	0,00	2.233.241,21
Total	14.692.005,99	14.822.411,28	454.392,15	456.149,64	9.228,59	0,00	30.434.187,65

Contribuições Extraordinárias - 2013 (Plano CD)

Mês	Contribuição Participantes	Sobrecarga Participantes	Total
	31.13.01.02.99.01	31.13.01.02.99.02	
Jan	196.342,64	6.072,45	202.415,09
Fev	1.030,18	31,86	1.062,04
Mar	5.885,80	182,03	6.067,83
Abr	2.425,00	75,00	2.500,00
Mai	33.096,32	64,84	33.161,16
Jun	104.500,00	0,00	104.500,00
Jul	3.109,82	65,25	3.175,07
Ago	5.563,64	32,63	5.596,27
Set	7.054,90	32,63	7.087,53
Out	124.057,72	32,71	124.090,43
Nov	309.553,20	32,92	309.586,12
Dez e 13º sal	694.502,00	528,00	695.030,00
Total	1.487.121,22	7.150,32	1.494.271,54

Demonstrativo dos Repasses Eletrobras - 2013

Mês	Convênio c/INSS	Convênio c/Eletros Saúde	Renda Mínima Global	Fatura Encontro de Contas	Total
	ECV-333/10	ECV-DAG-001/12	RES, DEE-879/89	RES, DEE-737/88 e 409/93	
Jan	91.417,54	192.464,79	120.972,24	45.646,35	450.500,92
Fev	91.417,54	192.464,79	136.899,03	45.616,19	466.397,55
Mar	91.417,54	192.464,79	145.858,25	45.616,19	475.356,77
Abr	91.417,54	192.464,79	161.733,60	45.637,31	491.253,24
Mai	91.417,54	192.464,79	172.180,65	45.672,11	501.735,09
Jun	91.417,54	192.464,79	167.451,20	45.665,15	496.998,68
Jul	91.417,54	192.464,79	173.191,54	45.616,43	502.690,30
Ago	91.417,54	192.464,79	173.191,54	45.616,43	502.690,30
Set	91.417,54	192.464,79	173.848,60	45.563,07	503.294,00
Out	91.417,54	192.464,79	214.017,24	45.812,60	543.712,17
Nov	91.417,54	192.464,79	193.748,34	45.842,24	523.472,91
Dez	91.417,54	192.464,79	401.363,66	88.048,64	773.294,63
Total	1.097.010,48	2.309.577,48	2.234.455,89	590.352,71	6.231.396,56



# Relatório dos Auditores Independentes

Demonstrações Contábeis  
Em 31 de dezembro de 2013



# CONTEÚDO

1.	Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis Em 31 de dezembro de 2013	3-4
2.	Demonstrações Contábeis:	
2.1.	Balanço Patrimonial (Consolidado)	
	Ativo	5
	Passivo	6
2.2.	Demonstração da Mutação do Patrimônio Social	7
2.3.	Demonstração do Plano de Gestão Administrativa (Consolidada)	8
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano BD Eletrobrás	9
2.4.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano BD Eletrobrás	10
	Demonstração das Provisões Técnicas – Plano BD Eletrobrás	11
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CD Eletrobrás	12
2.5.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CD Eletrobrás	13
	Demonstração das Provisões Técnicas – Plano CD Eletrobrás	14
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CD ONS	15
2.6.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CD ONS	16
	Demonstração das Provisões Técnicas – Plano CD ONS	17
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CV EPE	18
2.7.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CV EPE	19
	Demonstração das Provisões Técnicas – Plano CV EPE	20
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CD CERON	21
2.8.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CD CERON	22
	Demonstração das Provisões Técnicas – Plano CD CERON	23
3.	Notas Explicativas às demonstrações contábeis	24-47

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES  
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

Aos Participantes, Patrocinadoras, Conselheiros e Diretores da  
**FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS**  
**Rio de Janeiro - RJ**

**1. Escopo dos exames**

Auditamos as demonstrações contábeis da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS, que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2013, e as respectivas demonstrações consolidadas da mutação do patrimônio social e do plano de gestão administrativa, e as demonstrações individuais por plano de benefícios que compreendem a demonstração do ativo líquido, da mutação do ativo líquido e das provisões técnicas do plano de benefícios, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

**2. Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis**

A Administração da Entidade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis às entidades reguladas pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC, e pela determinação dos controles internos considerados necessários para evitar que as mesmas contenham distorção relevante, independentemente se causados por fraude ou erro.

**3. Responsabilidade dos auditores independentes**

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossos exames, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, que requerem o cumprimento de exigências éticas de nossa parte e que os nossos trabalhos sejam planejados e executados com o objetivo de obter segurança razoável de que as citadas demonstrações estejam livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidências a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis, segundo julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

continua...

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações para planejar os procedimentos de auditoria apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e da razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração da Entidade e da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

#### **4. Opinião**

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas e individuais, referidas no parágrafo 1, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS, em 31 de dezembro de 2013, e o desempenho consolidado e por plano de benefícios de suas operações para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis às entidades reguladas pelo CNPC.

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2014.

**FERNANDO MOTTA & ASSOCIADOS**  
**Auditores Independentes**  
**CRCMG - 757/O - F - RJ**



**Luiz Alberto Rodrigues Mourão**  
Contador – CRCRJ – 046.114/O



## **Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS**

### **BALANÇO PATRIMONIAL**

(Em milhares de Reais)

<b>ATIVO</b>	<b>Nota</b>	<b>Exercício findo em</b>	
		<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
<b>DISPONÍVEL</b>		<b>519</b>	<b>316</b>
<b>REALIZÁVEL</b>		<b>3.341.429</b>	<b>3.394.367</b>
Gestão Previdencial	4	69.035	70.967
Gestão Administrativa		13.978	12.863
Investimentos	6	3.258.416	3.310.537
Títulos Públicos		904.012	696.623
Créditos Privados e Depósitos		417.942	446.098
Ações		333.738	383.173
Fundos de Investimento		1.229.378	1.392.968
Investimentos Imobiliários		229.642	234.905
Empréstimos		134.510	139.424
Depósitos Judiciais/Recurais		9.194	8.917
Outros Realizáveis		-	8.429
<b>PERMANENTE</b>		<b>1.900</b>	<b>2.822</b>
Imobilizado		778	959
Intangível		1.061	1.782
Diferido		61	81
<b>GESTÃO ASSISTENCIAL</b>	7	<b>17.023</b>	<b>15.232</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>3.360.871</b>	<b>3.412.737</b>

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## **Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS**

### **BALANÇO PATRIMONIAL**

(Em milhares de Reais)

<b>PASSIVO</b>	<b>Nota</b>	<b>Exercício findo em</b>	
		<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
<b>EXIGÍVEL OPERACIONAL</b>		<b>13.840</b>	<b>15.821</b>
Gestão Previdencial	8	6.792	6.813
Gestão Administrativa		7.021	7.701
Investimentos		27	1.307
<b>EXIGÍVEL CONTINGENCIAL</b>	9	<b>39.699</b>	<b>36.969</b>
Gestão Previdencial		22.513	21.937
Gestão Administrativa		7.992	6.115
Investimentos		9.194	8.917
<b>PATRIMÔNIO SOCIAL</b>	11	<b>3.290.309</b>	<b>3.344.715</b>
Patrimônio de Cobertura do Plano		3.191.625	3.247.896
Provisões Matemáticas		3.390.716	3.245.790
Benefícios Concedidos		2.462.433	2.073.398
Benefícios a Conceder		1.066.707	1.307.282
(-) Provisões Matemáticas a Constituir		(138.424)	(134.890)
Equilíbrio Técnico		(199.091)	2.106
Resultados Realizados		(199.091)	2.106
Superavit Técnico Acumulado		-	2.106
(-) Deficit Técnico Acumulado		(199.091)	-
Fundos		98.684	96.819
Fundos Previdenciais	12.1	23.825	23.556
Fundos Administrativos	12.2	66.654	64.714
Fundos de Investimentos	12.3	8.205	8.549
<b>GESTÃO ASSISTENCIAL</b>		<b>17.023</b>	<b>15.232</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>3.360.871</b>	<b>3.412.737</b>

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO SOCIAL

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.13	31.12.12	(%)
<b>A) Patrimônio Social – Início do Exercício</b>	<b>3.347.070</b>	<b>2.972.975</b>	<b>12,58</b>
<b>1. Adições</b>	<b>222.488</b>	<b>625.316</b>	<b>(64,42)</b>
Contribuições previdenciais	135.432	112.074	20,84
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	13.448	457.877	(97,06)
Reversão de contingências – Gestão previdencial	512	-	
Receitas administrativas	29.933	29.248	2,34
Resultado positivo dos investimentos – Gestão administrativa	5.062	5.186	(2,39)
Constituição de fundos de investimentos	-	1.043	(100,00)
Receitas assistenciais	38.101	19.888	91,58
<b>2. Destinações</b>	<b>(276.822)</b>	<b>(251.221)</b>	<b>10,19</b>
Benefícios	(205.394)	(192.556)	6,67
Constituição de contingências – Gestão previdencial	-	(4.151)	(100,00)
Despesas administrativas	(31.296)	(31.276)	0,06
Constituição de contingências – Gestão administrativa	(1.759)	(1.758)	0,06
Reversão de fundos de investimentos	(344)	-	
Despesas assistenciais	(38.029)	(21.480)	77,04
<b>3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)</b>	<b>(54.334)</b>	<b>374.095</b>	<b>(114,52)</b>
Provisões matemáticas	144.926	377.719	(61,63)
Superavit (Deficit) técnico do exercício	(201.197)	2.106	(9.653,51)
Fundos previdenciais	269	(6.582)	(104,09)
Fundos administrativos	1.940	1.401	38,47
Fundos dos investimentos	(344)	1.043	(132,98)
Gestão assistencial	72	(1.592)	(104,52)
<b>4. Operações transitórias</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
Operações transitórias	-	-	
<b>B) Patrimônio Social - Final do Exercício (A+3+4)*</b>	<b>3.292.736</b>	<b>3.347.070</b>	<b>(1,62)</b>
<b>Mutação do Patrimônio Social da Gestão Assistencial</b>			
<b>* Inclui o Patrimônio da Gestão Assistencial</b>			
No início do exercício	2.355	3.947	(40,33)
No final do exercício	2.427	2.355	3,06
<b>Variação do Patrimônio no Exercício</b>	<b>72</b>	<b>(1.592)</b>	<b>(104,52)</b>
Reversão do Patrimônio Mínimo Ajustado	(388)	-	
Constituição de Reservas	261	481	(45,74)
Superavit (Deficit) no Exercício	199	(2.073)	(109,60)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DO PLANO DE GESTÃO ADMINISTRATIVA CONSOLIDADA

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.13	31.12.12	(%)
<b>A) Fundo Administrativo do Exercício Anterior</b>	<b>64.714</b>	<b>63.313</b>	<b>2,21</b>
<b>1. Custeio da gestão administrativa</b>	<b>34.995</b>	<b>34.435</b>	<b>1,63</b>
<b>1.1. Receitas</b>	<b>34.995</b>	<b>34.435</b>	<b>1,63</b>
Custeio administrativo da gestão previdencial	3.970	3.383	17,35
Custeio administrativo dos investimentos	15.832	15.103	4,83
Taxa de administração de empréstimos e financiamentos	147	176	(16,48)
Receitas diretas	490	2.033	(75,90)
Resultado positivo dos investimentos	5.062	5.186	(2,39)
Reembolso da gestão assistencial	6.855	6.055	13,21
Outras receitas	2.639	2.499	5,60
<b>2. Despesas administrativas</b>	<b>33.055</b>	<b>33.034</b>	<b>0,06</b>
<b>2.1. Administração previdencial</b>	<b>15.179</b>	<b>14.130</b>	<b>7,42</b>
Pessoal e encargos	9.803	8.910	10,02
Treinamentos/congressos e seminários	104	108	(3,70)
Viagens e estadias	73	47	55,32
Serviços de terceiros	2.002	2.032	(1,48)
Despesas gerais	1.307	1.088	20,13
Depreciações e amortizações	565	518	9,07
Contingências	1.325	1.377	(3,78)
Outras despesas	-	50	(100,00)
<b>2.2. Administração dos investimentos</b>	<b>9.925</b>	<b>11.875</b>	<b>(16,42)</b>
Pessoal e encargos	7.210	8.557	(15,74)
Treinamentos/congressos e seminários	77	103	(25,24)
Viagens e estadias	53	45	17,78
Serviços de terceiros	1.450	1.884	(23,04)
Despesas gerais	734	808	(9,16)
Depreciações e amortizações	401	478	(16,11)
<b>2.3. Administração assistencial</b>	<b>6.855</b>	<b>6.055</b>	<b>13,21</b>
<b>2.4. Reversão de recursos para o plano de benefícios</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
<b>2.5. Outras despesas</b>	<b>1.096</b>	<b>974</b>	<b>12,53</b>
<b>3. Resultado negativo dos investimentos</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
<b>4. Sobra/insuficiência da gestão administrativa (1-2-3)</b>	<b>1.940</b>	<b>1.401</b>	<b>38,47</b>
<b>5. Constituição/reversão do fundo administrativo (4)</b>	<b>1.940</b>	<b>1.401</b>	<b>38,47</b>
<b>B) Fundo Administrativo do Exercício Atual (A+5)</b>	<b>66.654</b>	<b>64.714</b>	<b>3,00</b>

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS BD ELETROBRÁS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Ativos</b>	<b>1.893.218</b>	<b>2.058.371</b>	<b>(8,02)</b>
Disponível	10	9	11,11
Recebível	112.600	112.795	(0,17)
<b>Investimentos</b>	<b>1.780.608</b>	<b>1.945.567</b>	<b>(8,48)</b>
Títulos públicos	778.559	696.623	11,76
Créditos privados e depósitos	236.739	258.485	(8,41)
Ações	174.988	198.125	(11,68)
Fundos de investimento	331.139	520.253	(36,35)
Investimentos imobiliários	166.551	170.369	(2,24)
Empréstimos	84.358	85.303	(1,11)
Depósitos judiciais/recursais	8.274	7.980	3,68
Outros realizáveis	-	8.429	(100,00)
<b>Obrigações</b>	<b>36.823</b>	<b>37.218</b>	<b>(1,06)</b>
Operacional	6.036	7.301	(17,33)
Contingencial	30.787	29.917	2,91
<b>Fundos não previdenciais</b>	<b>51.684</b>	<b>51.506</b>	<b>0,35</b>
Fundos administrativos	45.873	45.227	1,43
Fundos dos investimentos	5.811	6.279	(7,45)
<b>Ativo Líquido</b>	<b>1.804.711</b>	<b>1.969.647</b>	<b>(8,37)</b>
Provisões matemáticas	2.008.256	1.967.541	2,07
Superavit (Deficit) Técnico	(203.545)	2.106	(9.765,00)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS BD ELETROBRÁS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Varição
	31.12.13	31.12.12	(%)
<b>A) Ativo líquido – Início do Exercício</b>	<b>1.969.647</b>	<b>1.782.316</b>	<b>10,51</b>
<b>1. Adições</b>	<b>44.193</b>	<b>357.697</b>	<b>(87,65)</b>
Contribuições previdenciais	43.681	34.947	24,99
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	-	322.750	(100,00)
Reversão de contingências – Gestão previdencial	512	-	100,00
<b>2. Destinações</b>	<b>(209.129)</b>	<b>(170.366)</b>	<b>22,75</b>
Benefícios	(175.049)	(165.298)	5,90
Resultado negativo dos investimentos – Gestão previdencial	(32.917)	-	
Constituição de contingências – Gestão previdencial	-	(4.152)	(100,00)
Custeio administrativo	(1.163)	(916)	26,97
<b>3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)</b>	<b>(164.936)</b>	<b>187.331</b>	<b>(188,05)</b>
Provisões matemáticas	40.716	185.225	(78,02)
Superavit (Deficit) técnico do exercício	(205.651)	2.106	(9.865,00)
<b>B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)</b>	<b>1.804.711</b>	<b>1.969.647</b>	<b>(8,37)</b>
<b>C) Fundos não previdenciais</b>	<b>51.684</b>	<b>51.506</b>	<b>0,35</b>
Fundos administrativos	45.873	45.227	1,43
Fundos dos investimentos	5.811	6.279	(7,45)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

**PLANO DE BENEFÍCIOS BD ELETROBRÁS**  
**Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS**

**DEMONSTRAÇÃO DAS PROVISÕES TÉCNICAS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DPT)**

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)</b>	<b>1.847.345</b>	<b>2.013.144</b>	<b>(8,24)</b>
<b>1. Provisões Matemáticas</b>	<b>2.008.256</b>	<b>1.967.541</b>	<b>2,07</b>
<b>1.1. Benefícios concedidos</b>	1.877.790	1.775.361	5,77
Benefício definido	1.877.790	1.775.361	5,77
<b>1.2. Benefício a conceder</b>	255.920	314.432	(18,61)
Benefício definido	255.920	314.432	(18,61)
<b>1.3. (-) Provisões Matemáticas a constituir</b>	(125.454)	(122.252)	2,62
<b>(-) Serviço passado</b>	(87.907)	(91.644)	(4,08)
(-) Patrocinador(es)	(87.907)	(91.644)	(4,08)
<b>(-) Deficit equacionado</b>	(37.547)	(30.608)	22,67
(-) Patrocinador(es)	(18.774)	(15.304)	22,67
(-) Participantes	(9.219)	(11.986)	(23,09)
(-) Assistidos	(9.554)	(3.318)	187,94
<b>2. Equilíbrio Técnico</b>	<b>(203.545)</b>	<b>2.106</b>	<b>(9.765,00)</b>
<b>2.1. Resultados Realizados</b>	(203.545)	2.106	(9.765,00)
<b>Superavit técnico acumulado</b>	-	2.106	(100,00)
Reserva de contingência	-	2.106	(100,00)
<b>(-) Deficit técnico acumulado</b>	(203.545)	-	
<b>3. Fundos</b>	<b>5.811</b>	<b>6.279</b>	<b>(7,45)</b>
<b>3.2. Fundos dos Investimentos - Gestão Previdencial</b>	5.811	6.279	(7,45)
<b>4. Exigível Operacional</b>	<b>6.036</b>	<b>7.301</b>	<b>(17,33)</b>
<b>4.1. Gestão Previdencial</b>	6.015	6.008	0,12
<b>4.2. Investimentos</b>	21	1.293	(98,38)
<b>5. Exigível Contingencial</b>	<b>30.787</b>	<b>29.917</b>	<b>2,91</b>
<b>5.1. Gestão Previdencial</b>	22.514	21.937	2,63
<b>5.2. Investimentos - Gestão Previdencial</b>	8.273	7.980	3,67

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CD ELETOBRÁS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Ativos</b>	<b>1.149.553</b>	<b>1.084.871</b>	<b>5,96</b>
Disponível	20	20	-
Recebível	21.371	22.120	(3,39)
<b>Investimento</b>	<b>1.128.162</b>	<b>1.062.731</b>	<b>6,16</b>
Títulos públicos	99.225	-	
Créditos privados e depósitos	143.319	151.579	(5,45)
Ações	122.789	146.882	(16,40)
Fundos de investimento	658.169	654.321	0,59
Investimentos imobiliários	63.047	64.500	(2,25)
Empréstimos	40.692	44.512	(8,58)
Depósitos judiciais/recursais	921	937	(1,71)
<b>Obrigações</b>	<b>1.438</b>	<b>1.447</b>	<b>(0,62)</b>
Operacional	517	511	1,17
Contingencial	921	936	(1,60)
<b>Fundos não previdenciais</b>	<b>21.030</b>	<b>20.599</b>	<b>2,09</b>
Fundos administrativos	19.063	18.722	1,82
Fundos dos investimentos	1.967	1.877	4,79
<b>Ativo Líquido</b>	<b>1.127.085</b>	<b>1.062.825</b>	<b>6,05</b>
Provisões matemáticas	1.104.763	1.044.525	5,77
Fundos previdenciais	17.867	18.300	(2,37)
Superavit (Deficit) Técnico	4.455	-	100,00

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.



## PLANO DE BENEFÍCIOS CD ELETROBRÁS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>A) Ativo líquido – Início do Exercício</b>	<b>1.062.825</b>	<b>933.571</b>	<b>13,85</b>
<b>1. Adições</b>	<b>90.044</b>	<b>152.691</b>	<b>(41,03)</b>
Contribuições previdenciais	52.128	40.687	28,12
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	37.916	112.004	(66,15)
<b>2. Destinações</b>	<b>(25.784)</b>	<b>(23.437)</b>	<b>10,01</b>
Benefícios	(24.317)	(22.213)	9,47
Custeio administrativo	(1.467)	(1.224)	19,85
<b>3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)</b>	<b>64.260</b>	<b>129.254</b>	<b>(50,28)</b>
Provisões matemáticas	60.238	137.525	(56,20)
Fundos previdenciais	(433)	(8.271)	(94,76)
<i>Superavit (Deficit) técnico do exercício</i>	4.455	-	100,00
<b>B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)</b>	<b>1.127.085</b>	<b>1.062.825</b>	<b>6,05</b>
<b>C) Fundos não previdenciais</b>	<b>21.030</b>	<b>20.599</b>	<b>2,09</b>
Fundos administrativos	19.063	18.722	1,82
Fundos dos investimentos	1.967	1.877	4,79

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CD ELETROBRÁS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DAS PROVISÕES TÉCNICAS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DPT)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)</b>	<b>1.130.490</b>	<b>1.066.149</b>	<b>6,03</b>
<b>1. Provisões Matemáticas</b>	<b>1.104.763</b>	<b>1.044.525</b>	<b>5,77</b>
<b>1.1. Benefícios concedidos</b>	562.778	280.374	100,72
Contribuição definida	347.321	148.102	134,51
Benefício definido	215.457	132.272	62,89
<b>1.2. Benefício a conceder</b>	554.955	776.788	(28,56)
<b>Contribuição definida</b>	459.247	600.305	(23,50)
Saldo de contas - Parcela patrocinadora/instituidor	306.202	427.182	(28,32)
Saldo de contas - Parcela participantes	153.045	173.123	(11,60)
<b>Benefício definido</b>	95.708	176.483	(45,77)
<b>1.3. (-) Provisões matemáticas a constituir</b>	(12.970)	(12.637)	2,64
<b>(-) Serviço passado</b>	(12.970)	(12.637)	2,64
(-) Patrocinador(es)	(12.970)	(12.637)	2,64
<b>2. Equilíbrio Técnico</b>	4.455	-	100,00
<b>2.1. Resultados Realizados</b>	4.455	-	100,00
<b>Superavit técnico acumulado</b>	4.455	-	100,00
Reserva de contingência	4.455	-	
<b>3. Fundos</b>	<b>19.834</b>	<b>20.177</b>	(1,70)
<b>3.1. Fundos Previdenciais</b>	17.867	18.300	(2,37)
<b>3.2. Fundos dos Investimentos - Gestão Previdencial</b>	1.967	1.877	4,79
<b>4. Exigível Operacional</b>	<b>517</b>	<b>511</b>	1,17
<b>4.1. Gestão Previdencial</b>	512	499	2,61
<b>4.2. Investimentos</b>	5	12	(58,33)
<b>5. Exigível Contingencial</b>	<b>921</b>	<b>936</b>	(1,60)
<b>5.2. Investimentos - Gestão Previdencial</b>	921	936	(1,60)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CD ONS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.13	31.12.12	(%)
<b>Ativos</b>	<b>237.132</b>	<b>206.659</b>	<b>14,75</b>
Disponível	10	10	-
Recebível	943	359	162,67
<b>Investimentos</b>	<b>236.179</b>	<b>206.290</b>	<b>14,49</b>
Títulos públicos	21.128	-	
Créditos privados e depósitos	30.518	29.962	1,86
Ações	31.493	35.047	(10,14)
Fundos de investimento	143.581	131.672	9,04
Empréstimos	9.459	9.609	(1,56)
<b>Obrigações</b>	<b>211</b>	<b>383</b>	<b>(44,91)</b>
Operacional	211	383	(44,91)
<b>Fundos não previdenciais</b>	<b>1.370</b>	<b>753</b>	<b>81,94</b>
Fundos administrativos	943	359	162,67
Fundos dos investimentos	427	394	8,38
<b>Ativo Líquido</b>	<b>235.551</b>	<b>205.523</b>	<b>14,61</b>
Provisões matemáticas	232.470	202.072	15,04
Fundos previdenciais	3.081	3.451	(10,72)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CD ONS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.13	31.12.12	(%)
<b>A) Ativo líquido – Início do Exercício</b>	<b>205.523</b>	<b>165.020</b>	<b>24,54</b>
<b>1. Adições</b>	<b>35.092</b>	<b>45.232</b>	<b>(22,42)</b>
Contribuições	28.181	25.039	12,55
Resultado positivo dos investimentos – gestão previdencial	6.911	20.193	(65,78)
<b>2. Destinações</b>	<b>(5.064)</b>	<b>(4.729)</b>	<b>7,08</b>
Benefícios	(4.322)	(4.014)	7,67
Custeio administrativo	(742)	(715)	3,78
<b>3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)</b>	<b>30.028</b>	<b>40.503</b>	<b>(25,86)</b>
Provisões matemáticas	30.398	39.742	(23,51)
Fundos previdenciais	(370)	761	(148,62)
<b>B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)</b>	<b>235.551</b>	<b>205.523</b>	<b>14,61</b>
<b>C) Fundos não previdenciais</b>	<b>1.370</b>	<b>753</b>	<b>81,94</b>
Fundos administrativos	943	359	162,67
Fundos dos investimentos	427	394	8,38

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CD ONS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DAS PROVISÕES TÉCNICAS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DPT)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)</b>	<b>236.189</b>	<b>206.299</b>	<b>14,49</b>
<b>1. Provisões Matemáticas</b>	<b>232.470</b>	<b>202.072</b>	<b>15,04</b>
<b>1.1. Benefícios concedidos</b>	21.585	17.445	23,73
Contribuição definida	19.216	9.232	108,15
Benefício definido	2.369	8.213	(71,16)
<b>1.2. Benefício a conceder</b>	210.885	184.627	14,22
<b>Contribuição definida</b>	210.885	184.627	14,22
Saldo de contas - parcela Patrocinadora/instituidor	94.700	82.884	14,26
Saldo de contas - Parcela participantes	116.185	101.743	14,19
<b>3. Fundos</b>	<b>3.508</b>	<b>3.844</b>	<b>(8,74)</b>
<b>3.1. Fundos Previdenciais</b>	3.081	3.451	(10,72)
<b>3.2. Fundos dos Investimentos - Gestão Previdencial</b>	427	393	8,65
<b>4. Exigível Operacional</b>	<b>211</b>	<b>383</b>	<b>(44,91)</b>
<b>4.1. Gestão Previdencial</b>	210	382	(45,03)
<b>4.2. Investimentos</b>	1	1	-

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CV EPE

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Ativos</b>	<b>29.625</b>	<b>23.427</b>	<b>26,46</b>
Disponível	10	10	-
Recebível	146	57	156,14
<b>Investimentos</b>	<b>29.469</b>	<b>23.360</b>	<b>26,15</b>
Títulos públicos	2.996	-	
Créditos privados e depósitos	4.327	4.183	3,44
Ações	3.065	2.254	35,98
Fundos de investimento	19.081	16.923	12,75
<b>Obrigações</b>	<b>43</b>	<b>2</b>	<b>2.050,00</b>
Operacional	43	2	2.050,00
<b>Fundos não previdenciais</b>	<b>146</b>	<b>57</b>	<b>156,14</b>
Fundos administrativos	146	57	156,14
<b>Ativo Líquido</b>	<b>29.436</b>	<b>23.368</b>	<b>25,97</b>
Provisões matemáticas	27.652	21.840	26,61
Fundos previdenciais	1.784	1.528	16,75

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CV EPE

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.12	31.12.12	(%)
<b>A) Ativo líquido – Início do Exercício</b>	<b>23.368</b>	<b>15.522</b>	<b>50,55</b>
<b>1. Adições</b>	<b>7.026</b>	<b>8.206</b>	<b>(14,38)</b>
Contribuições previdenciais	6.050	5.982	1,14
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	976	2.224	(56,12)
<b>2. Destinações</b>	<b>(958)</b>	<b>(360)</b>	<b>166,11</b>
Benefícios	(735)	(181)	306,08
Custeio administrativo	(223)	(179)	24,58
<b>3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)</b>	<b>6.068</b>	<b>7.846</b>	<b>(22,66)</b>
Provisões matemáticas	5.812	7.115	(18,31)
Fundos previdenciais	256	731	(64,98)
<b>B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)</b>	<b>29.436</b>	<b>23.368</b>	<b>25,97</b>
<b>C) Fundos não previdenciais</b>	<b>146</b>	<b>57</b>	<b>156,14</b>
Fundos administrativos	146	57	156,14

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CV EPE

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DAS PROVISÕES TÉCNICAS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DPT)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)</b>	<b>29.479</b>	<b>23.370</b>	<b>26,14</b>
<b>1. Provisões Matemáticas</b>	<b>27.652</b>	<b>21.840</b>	<b>26,61</b>
<b>1.1. Benefício a conceder</b>	27.652	21.840	26,61
<b>Contribuição definida</b>	27.652	21.840	26,61
Saldo de contas - parcela Patrocinadora/instituidor	12.909	10.311	25,20
Saldo de contas - Parcela participantes	14.743	11.529	27,88
<b>3. Fundos</b>	<b>1.784</b>	<b>1.528</b>	<b>16,75</b>
<b>3.1. Fundos Previdenciais</b>	1.784	1.528	16,75
<b>4. Exigível Operacional</b>	<b>43</b>	<b>2</b>	<b>2.050,00</b>
<b>4.1. Gestão Previdencial</b>	43	2	2.050,00

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.



## PLANO DE BENEFÍCIOS CD CERON

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Ativos</b>	<b>19.376</b>	<b>10.566</b>	<b>83,38</b>
Disponível	10	9	11,11
Recebível	629	349	80,23
<b>Investimento</b>	<b>18.737</b>	<b>10.208</b>	<b>83,55</b>
Títulos públicos	2.104	-	
Créditos privados e depósitos	3.039	1.889	60,88
Ações	1.402	865	62,08
Fundos de investimento	12.192	7.454	63,56
<b>Obrigações</b>	<b>80</b>	<b>128</b>	<b>(37,50)</b>
Operacional	80	128	(37,50)
<b>Fundos não previdenciais</b>	<b>629</b>	<b>349</b>	<b>80,23</b>
Fundos administrativos	629	349	80,23
<b>Ativo Líquido</b>	<b>18.667</b>	<b>10.089</b>	<b>85,02</b>
Provisões Matemáticas	17.574	9.812	79,11
Fundos Previdenciais	1.092	277	294,22

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CD CERON

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.13	31.12.12	(%)
<b>A) Ativo líquido – Início do Exercício</b>	<b>10.089</b>	<b>1.780</b>	<b>466,80</b>
<b>1. Adições</b>	<b>9.923</b>	<b>9.506</b>	<b>4,39</b>
Contribuições previdenciais	9.362	8.801	6,37
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	561	705	(20,43)
<b>2. Destinações</b>	<b>(1.346)</b>	<b>(1.197)</b>	<b>12,45</b>
Benefícios	(972)	(849)	14,49
Custeio administrativo	(374)	(348)	7,47
<b>3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)</b>	<b>8.578</b>	<b>8.309</b>	<b>3,24</b>
Provisões matemáticas	7.763	8.113	(4,31)
Fundos previdenciais	815	196	315,82
<b>B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)</b>	<b>18.667</b>	<b>10.089</b>	<b>85,02</b>
<b>C) Fundos não previdenciais</b>	<b>629</b>	<b>349</b>	<b>80,23</b>
Fundos administrativos	629	349	80,23

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## PLANO DE BENEFÍCIOS CD CERON

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

### DEMONSTRAÇÃO DAS PROVISÕES TÉCNICAS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DPT)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.13	31.12.12	
<b>Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)</b>	<b>18.747</b>	<b>10.217</b>	<b>83,49</b>
<b>1. Provisões Matemáticas</b>	<b>17.575</b>	<b>9.812</b>	<b>79,12</b>
<b>1.1. Benefícios concedidos</b>	280	217	29,03
Contribuição definida	280	217	29,03
<b>1.2. Benefício a conceder</b>	17.295	9.595	80,25
<b>Contribuição definida</b>	17.295	9.595	80,25
Saldo de contas - parcela Patrocinadora/instituidor	8.631	4.791	80,15
Saldo de contas - Parcela participantes	8.664	4.804	80,35
<b>3. Fundos</b>	<b>1.092</b>	<b>277</b>	<b>294,22</b>
<b>3.1. Fundos Previdenciais</b>	1.092	277	294,22
<b>4. Exigível Operacional</b>	<b>80</b>	<b>128</b>	<b>(37,50)</b>
<b>4.1. Gestão Previdencial</b>	80	128	(37,50)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

## **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012**

*(Em milhares de reais)*

### **1. CONTEXTO OPERACIONAL**

A Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS é uma entidade fechada de previdência complementar, sem fins lucrativos, instituída pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS e tem por finalidade básica instituir e executar planos privados de concessão de benefícios de caráter previdenciário. Tais planos são acessíveis aos empregados da patrocinadora-instituidora e das patrocinadoras Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Centrais Elétricas de Rondônia S.A.- CERON e a própria ELETROS, extensivos aos seus respectivos beneficiários legais.

Administra, ainda, serviços de assistência à saúde, através do plano Eletros-Saúde desde 1991, devidamente autorizado pela SPC, através do Ofício DPC/SNPSC/MTPS nº 123/91, de 20 de março de 1991 e ratificado pela Lei Complementar nº 109, de 29 de maio de 2001, art. 76.

Os recursos de que a entidade dispõe para a consecução de seus objetivos são formados por contribuições de suas patrocinadoras, de seus participantes e dos rendimentos resultantes das aplicações desses recursos, que devem obedecer ao disposto na Resolução do Conselho Monetário Nacional (CMN) nº 3.792, de 24 de setembro de 2009.

As atividades da entidade são regulamentadas pelas Leis Complementares n.ºs 108/2001 e 109/2001, e pelo Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) e fiscalizado pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC) do Ministério da Previdência e Assistência Social (MPAS).

Atualmente administra cinco planos de benefícios, todos inscritos no Cadastro Nacional de Planos de Benefícios - CNPB mantidos pela PREVIC.

- Plano BD Eletrobrás - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de benefício definido, CNPB nº 19.790.021-18, teve sua primeira aprovação pela SPC em 25 de julho de 1979, através da Portaria PT-GM nº 1.713, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício GAB/SPC/CGPAC, nº 836, de 22 de outubro de 1993 e a última alteração aprovada pelo Ofício SPC/DETEC/CGAT nº 3.698, de 23 de outubro de 2008, Portaria SPC nº 2.574 de 23 de outubro de 2008, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 24 de outubro de 2008, estando fechado a novas adesões de participantes a partir de 01 de abril de 2006, em função da aprovação do Plano CD Eletrobrás.
- Plano CD Eletrobrás - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de contribuição definida, CNPB nº 20.060.015-74, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício SPC/DETEC/CGAT, nº 1.004 de 29 de março de 2006, Portaria SPC nº 359 de 29 de março de 2006 e ratificado pelo Ofício SPC/DETEC/CGAT, nº 1.771 de 29 de maio de 2006 e a última alteração aprovada pela Portaria SPC nº 2.926 de 26 de maio de 2009.

- Plano CD ONS - patrocinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, na forma de Contribuição Definida, CNPB nº 20.000.056-83, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício SPC/COG nº 2.214, de 26 de julho de 2000 e a última alteração aprovada pela Portaria SPC/DETEC nº 3.268, de 7 de janeiro de 2010, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 8 de janeiro de 2010.
- Plano CV EPE - patrocinado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, na forma de Contribuição Variável, CNPB nº 20.090.029-38, com regulamento vigente aprovado por meio da Portaria nº 3.149, de 12 de novembro de 2009, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 13 de novembro de 2009.
- Plano CD CERON - patrocinado pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A.- CERON, na forma de Contribuição Definida, CNPB nº 20.110.015-11, com regulamento e convênio de adesão vigentes aprovados por meio da Portaria nº 389 de 26 de julho de 2011, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 27 de julho de 2011.

## **2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

As demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas em atendimento às disposições legais dos órgãos normativos e reguladores das atividades das entidades fechadas de previdência complementar, especificamente a Resolução CNPC nº 8, de 31 de outubro de 2011, Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009 e de acordo com as práticas contábeis aplicáveis no Brasil e em observância à Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.272, de 22 de janeiro de 2010, que aprovou a NBC TE 11.

Essas diretrizes não requerem a divulgação em separado de ativos e passivos de curto prazo e de longo prazo, nem a apresentação da Demonstração do Fluxo de Caixa. A estrutura da planificação contábil padrão das EFPC reflete o ciclo operacional de longo prazo da sua atividade, de forma que a apresentação de ativos e passivos, observadas as gestões previdencial, assistencial e administrativa e o fluxo dos investimentos, proporcione informações mais adequadas, confiáveis e relevantes do que a apresentação em circulante e não circulante, em conformidade com o item 63 da NBC T 19.27.

A sistemática introduzida pelos órgãos normativos apresenta, além das características já descritas, a segregação dos registros contábeis em três gestões distintas (previdencial, assistencial e administrativa) e o Fluxo dos investimentos, que é comum às Gestões previdencial e administrativa, segundo a natureza e a finalidade das transações. A contabilização e os relatórios contábeis da Gestão assistencial seguem as normas contábeis determinadas pela Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS, sendo apresentados para fins destas demonstrações contábeis somente os valores patrimoniais consolidados da Gestão assistencial (ativo e passivo) e a movimentação que demonstra a variação da Gestão assistencial consolidada.

As operações do Plano Assistencial são contabilizadas de acordo com as regras e o plano de contas da ANS, estabelecido pelas Resoluções Normativas nº 247 e pela Instrução Normativa nº 46, ambas de 25 de fevereiro de 2011, evidenciando o patrimônio assistencial em demonstrações específicas.

As demonstrações consolidadas representam o somatório dos saldos contábeis apresentados em cada Plano de Benefícios, Assistencial e no PGA.

### **3. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS**

#### **a. Apuração do Resultado**

As Adições e Deduções da Gestão Previdencial, Receitas e Despesas da Gestão Administrativa, as Rendas/Variações Positivas e Deduções/Variações Negativas do Fluxo de Investimento, bem como as variações patrimoniais da Gestão Assistencial são escrituradas pelo regime contábil de competência de exercícios.

#### **b. Contribuições para a gestão previdencial**

As contribuições do Plano BD Eletrobrás são registradas pelo regime de competência, e as contribuições do Plano CD Eletrobrás, CD ONS, CV EPE e CD CERON pelo regime de caixa.

- **Plano de Benefício Definido - BD ELETROBRÁS**

As contribuições dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais que variam de 8,16% a 29,60%, consoante as faixas salariais; as de responsabilidade das patrocinadoras são fixadas no mesmo valor das contribuições dos participantes ativos, conforme definido no Demonstrativo Atuarial vigente; e as dos participantes assistidos (em gozo de benefício de prestação continuada) são calculadas tendo como base percentuais que variam de 2,5% a 19,0%, consoante as faixas de benefícios.

As contribuições vigentes estão de acordo com o previsto em regulamento, propostas pelo atuário responsável do plano mediante avaliação atuarial.

Cobranças extraordinárias mensais foram estipuladas para assistidos e ativos, visando o reequilíbrio atuarial do plano correspondendo a 2,4780 % sobre o Salário Real de Contribuição – SRC dos participantes ativos e sobre os benefícios, até março/2014.

- **Plano de Contribuição Definida - CD ELETROBRÁS**

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 4,5% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até 10 (dez) Unidades Reajustáveis do Plano – URP; e 15,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente. A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

- **Plano de Contribuição Definida – CD ONS**

Há duas formas de contribuições básicas para o Plano CD ONS:

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 2,0% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do SRB (Salário de Referência Básico); e 10,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A segunda alternativa de contribuição corresponde à opção de aplicação de percentual mínimo de 2,0% incidente sobre a remuneração, não sendo superior a 6,0% da mesma.

O SRB (Salário de Referência Básico) corresponde ao valor do Teto de Contribuição da Previdência Social - TCPS, em fevereiro de 2009, atualizado anualmente, a partir de 2010, utilizando-se o mesmo índice de reajuste salarial anual definido no Acordo Coletivo de Trabalho firmado pela patrocinadora, que ocorre em setembro.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante em ambos os casos.

A contribuição para custeio dos benefícios de pecúlio por morte ou por invalidez permanente é dividida em 31,0% paga pelo participante e 59,0% paga pela patrocinadora.

A contribuição para o custeio do benefício de auxílio-doença é paga exclusivamente pela patrocinadora.

- Plano de Contribuição Variável – CV EPE

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 3,0% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social; e 11,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

- Plano de Contribuição Definida – CD CERON

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 4,0% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social; e 13,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

### c. Investimentos

- Títulos Públicos, Créditos Privados e Depósitos

Em atendimento aos normativos legais: Resolução CGPC nº 4 e nº 15, de 30/01/2002 e 23/08/2005, respectivamente, e o item 14 da Instrução SPC nº34, de 24/09/2009, os títulos e valores mobiliários devem ser classificados em duas categorias, a saber:

**(i) Títulos para negociação** - Aqueles com propósito de serem negociados, independentemente do prazo a decorrer, os quais devem ser avaliados ao valor provável de realização.

**(ii) Títulos mantidos até o vencimento** - Aqueles com vencimentos superiores a 12 meses da data de aquisição e que a entidade mantenha interesse e capacidade financeira de mantê-los até o vencimento, bem como classificados como de baixo risco por agência de risco no País, os quais devem ser avaliados pela taxa intrínseca dos títulos, ajustados pelo valor de perdas permanentes, quando aplicável.

Os critérios utilizados para apuração do valor justo dos títulos e valores mobiliários obedecem as orientações técnicas estabelecidas nas Normas Brasileiras de Contabilidade – NBC TG 46, aprovada pela Resolução do CFC nº 1.428/2013, que estabelece:

- a) Hierarquia de valor justo com objetivo de priorizar as informações das técnicas de avaliação e não as técnicas de avaliação adotadas para mensurar o valor justo.
- b) Divulgação das Técnicas de avaliação e informações utilizadas para desenvolver as mensurações das hierarquias de valor justo:

**Informações de Nível 1** – preços cotados em mercados ativos para ativos e passivos idênticos acessíveis na data da mensuração.

**Informações de Nível 2** – informações também observáveis para o ativo ou passivo, cujos preços não sejam cotados incluídos no Nível 1. Adoção de preços cotados em mercado ativos ou passivos similares; em mercados que não sejam ativos para ativos ou passivos idênticos.

**Informações de Nível 3** – dados observáveis para o ativo ou passivo, na medida em que dados observáveis relevantes não sejam disponíveis, pouca ou nenhuma atividade de mercado.

Todos os títulos de renda fixa foram classificados como "Títulos para negociação" e estão avaliados pelo valor de mercado (Nota Explicativa nº 6.1).

- **Ações**

As aplicações no mercado de ações foram classificadas como "Títulos para negociação" e estão registradas pelo custo de aquisição, acrescido de despesas diretas de corretagem e outras taxas, ajustado ao valor de mercado, considerando a cotação de fechamento do mercado do último dia do mês em que a ação tenha sido negociada na Bolsa de Valores, de acordo com a Resolução CGPC nº 25, de 30 de junho de 2008 e Instrução SPC nº 34, de 24/09/2009.

As ações que não tenham sido negociadas em bolsas de valores ou em mercado de balcão organizado, por período superior a seis meses, são avaliadas pelo último valor patrimonial ou pelo custo, dos dois o menor.

A variação originada da comparação entre os valores contábeis e os de mercado é apropriada diretamente ao resultado.

Os dividendos e as bonificações resultantes das aplicações em ações são reconhecidos a partir da decisão da Assembleia Geral dos Acionistas.

- **Fundos de Investimentos**

São contabilizados pelo valor efetivamente desembolsado nas aquisições de cotas e incluem, se for o caso, taxas e emolumentos. Os montantes relativos aos fundos de investimento são representados pelo valor de suas cotas na data de encerramento do balanço.

- **Investimentos imobiliários**

Os investimentos em imóveis estão registrados ao custo de aquisição ou construção e ajustados por reavaliações periódicas, contabilizadas com base em laudos de peritos independentes. A depreciação das edificações é calculada pelo método linear, estabelecidas em função do tempo de vida útil remanescente, definidas nos Laudos.



- Operações com participantes

Os empréstimos concedidos aos participantes são apresentados pelos valores liberados, deduzidos das amortizações, acrescidos dos rendimentos auferidos e deduzidos, quando aplicável, de provisão para perdas na realização de créditos, conforme descrito em (d).

**d. Provisão para perdas na realização de créditos**

A entidade constituiu provisão para perdas na realização de créditos representados por direitos creditórios de liquidação incerta, de acordo com o disposto no item 11, Anexo "A" da Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, que estabeleceu os seguintes percentuais de provisão sobre os créditos do devedor inadimplente, vencidos e vincendos, de acordo com os períodos de atraso da parcela mais antiga: 25% para atrasos entre 61 e 120 dias, 50% entre 121 e 240 dias, 75% entre 241 e 360 dias e 100% para atrasos superiores a 360 dias.

**e. Imobilizado e intangível**

Os bens corpóreos são registrados ao valor de custo de aquisição líquido das respectivas depreciações acumuladas, calculadas pelo método linear, com base na vida útil econômica estimada.

Os direitos adquiridos relacionados ao apoio às atividades da Eletros são contabilizados ao valor de custo, deduzidos da amortização acumulada, também calculada pelo método linear, durante a vida útil estimada, a partir da data da sua disponibilidade para uso.

A depreciação e a amortização são calculadas às seguintes taxas ao ano:

Móveis e utensílios	10% (dez por cento)
Máquinas e equipamentos de uso	10% (dez por cento)
Biblioteca	10% (dez por cento)
Computadores e periféricos – "Hardware"	20% (dez por cento)
Direito de uso de software	20% (dez por cento)

As benfeitorias realizadas em imóveis de terceiros estão sendo amortizadas de acordo com a temporalidade que beneficiará os exercícios sociais subsequentes.

**f. Provisão de férias e 13º salário e respectivos encargos**

As férias vencidas e proporcionais, inclusive o adicional de férias e o 13º salário, são provisionados no PGA, segundo o regime de competência, acrescidos dos encargos sociais.

**g. Exigível contingencial**

Registra o montante das provisões decorrentes de ações judiciais passivas mantidas contra a Eletros. É atualizado com base nas informações jurídicas sobre o curso dessas ações, de acordo com a possibilidade de êxito estimada pelos advogados patrocinadores dos processos, além dos seguintes critérios:

- Efetivar o registro da provisão no Passivo dos planos, em contrapartida da despesa que lhe deu origem; e

- Existindo depósito judicial este deverá ser registrado no Ativo Contingencial do plano.

### **h. Provisões Matemáticas**

São apuradas com base em cálculos atuariais, procedidos pelos atuários responsáveis pelos planos. Representam os compromissos acumulados no encerramento do exercício, quanto aos benefícios concedidos e a conceder aos assistidos e participantes.

### **i. Estimativas Atuariais e Contábeis**

As estimativas atuariais e contábeis foram baseadas em fatores objetivos que refletem a posição em 31 de dezembro de 2013 e 2012, com base no julgamento da administração para determinação dos valores adequados a serem registrados.

Nas demonstrações contábeis, os itens significativos sujeito às referidas estimativas incluem as provisões matemáticas, calculadas atuarialmente por profissionais responsáveis pelos planos, e as contingências passivas, cujas probabilidades de êxito foram informadas pelos advogados que patrocinam as ações.

### **j. Receitas administrativas**

Atendendo à determinação das Resoluções CNPC nº 08, de 31 de outubro de 2011, CGPC nº 29, de 31 de agosto de 2009 e Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, as receitas administrativas da Fundação são debitadas aos Planos Previdenciais em conformidade com o plano de custeio vigente. Os valores relativos à taxa de administração da Gestão assistencial são equivalentes às despesas administrativas apuradas.

### **k. Operações administrativas**

Em conformidade com a Resolução CNPC nº 08, de 31 de outubro de 2011, e Instrução SPC 34, de 24 de setembro de 2009, o Plano de Gestão Administrativa – PGA centraliza os registros das operações Administrativas da Eletros, sendo segregado pelas Gestão Previdencial, Gestão Assistencial e Gestão de Investimentos, e por planos de benefícios.

O Plano de Gestão Administrativa – PGA possui patrimônio próprio, segregado dos planos de benefícios previdenciais.

O patrimônio do PGA é constituído pelas receitas (previdencial, investimentos, receitas diretas e outras receitas) e reembolsos (assistenciais) administrativos, deduzidos das despesas da administração previdencial, assistencial e dos investimentos, sendo as sobras ou insuficiências administrativas alocadas ou revertidas ao fundo administrativo.

#### 4. GESTÃO PREVIDENCIAL - REALIZÁVEL

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

<u>Descrição</u>	<u>31.12.13</u>	<u>31.12.12</u>
Contribuições do mês	1.469	2.620
Contribuições em atraso	754	4.236
Contribuições contratadas	17.835	18.841
Outros recursos a receber	1.509	2.600
Outros realizáveis	26.145	23.500
Depósitos judiciais/recursais	21.323	19.170
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b><u>69.035</u></b>	<b><u>70.967</u></b>

##### **Contribuições do mês**

Representam os recursos a receber do plano BD Eletrobrás, referentes às contribuições previdenciais normais do mês em curso, prevista na avaliação atuarial anual.

##### **Contribuições em atraso**

Referem-se aos recursos a receber do plano BD Eletrobrás, referentes às contribuições previdenciais extraordinárias (equacionamento do déficit) dos participantes e da patrocinadora Eletrobras.

##### **Contribuições contratadas**

Representam as coberturas de reservas matemáticas já contratadas referentes aos planos BD Eletrobrás e CD Eletrobrás, e são devidas pela patrocinadora Cepel, conforme previsto no regulamento da entidade.

As contribuições contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2013 e 2012 podem ser assim demonstradas:

Contratos		Plano	Prazo Amortização	Parcelas (a)			Valor		Exercício findo em	
Firmados	Patrocinadora			Quitadas	Vincendas	Encargos	Contratado	Parcela	31.12.13	31.12.12
CF-015/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	93	87	*INPC + 6% a.a.	2.774	34	2.466	2.585
CF-016-A/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	105	75	*INPC + 6% a.a.	2.894	37	2.386	2.549
CF-017-A/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	105	75	*INPC + 6% a.a.	12.764	163	10.522	11.240
CF-018/10	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	47	133	*INPC + 5,5% a.a.	1.625	16	1.656	1.669
CF-022/12	CEPEL	CD Eletrobrás	15 anos	12	180	**URE + 5,5% a.a.	798	7	805	798
							<b>Total (R\$ mil)</b>		<b><u>17.835</u></b>	<b><u>18.841</u></b>

( a ) - Parcelas com vencimento no dia 28 de cada mês.

Garantias:

(a) Não possui garantia conforme Ofício nº 118/2006/MP/SE/DEST de 29 de março de 2006 do Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais – DEST, que excluiu a cláusula de garantia real. Os referidos contratos foram encaminhados à Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

\*INPC - Índice Nacional de Preços ao Consumidor.

\*\* URE – Unidade de Referência da Eletros.

(b) Não possui garantia conforme Ofício nº 118/2006/MP/SE/DEST de 29 de março de 2006 do Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais – DEST, que excluiu a cláusula de garantia real. Os referidos contratos foram encaminhados à Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

#### **Outros recursos a receber**

Referem-se a valores a receber relativos aos contratos firmados com os participantes das patrocinadoras Eletrobras, Cepel e Eletros, decorrentes do desbloqueio do Salário Real de Contribuição (SRC). As diferenças de contribuições devidas foram apuradas entre a remuneração recebida pelo participante e o limite vigente, retroativas a 36 (trinta e seis) meses, conforme firmado pelo participante no “Termo de Opção pelo Desbloqueio do SRC no Plano BD Eletrobrás”, de acordo com o art. 15 do regulamento do Plano fechado BD Eletrobrás.

Esses valores são atualizados pela variação da URE (Unidade de Referência da Eletros), com juros de 0,5% ao mês, acrescidos de 0,16% ao mês referente à taxa prestamista, a qual visa garantir a quitação da dívida em caso de morte ou invalidez.

Os recursos a receber até 31 de dezembro de 2013 e 2012 podem ser resumidos como segue:

<b>Participantes</b>	<b>Plano de Benefícios</b>	<b>Exercício findo em</b>	
		<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
ELETROBRAS	CD Eletrobras	918	1.542
CEPEL	CD Eletrobras	522	950
ELETROS	CD Eletrobras	69	108
<b>Total (R\$ mil)</b>		<b>1.509</b>	<b>2.600</b>

#### **Outros realizáveis**

Representam os recursos a receber das patrocinadoras, essencialmente da patrocinadora Eletrobras, referentes ao valor do ressarcimento relativo ao depósito judicial efetuado pela Eletros, para garantir a execução do julgado ao processo trabalhista movido por ex-empregados da Eletrobras, cujo objetivo visou a integração dos valores recebidos a título de participação nos lucros nos direitos trabalhistas, com o conseqüente reflexo nas provisões matemáticas.

#### **Depósitos judiciais / recursais**

Representam os valores correspondentes aos depósitos judiciais com contingências passivas previdenciais.

### **5. GESTÃO ADMINISTRATIVA**

Estão registrados os valores a receber inerentes às atividades da Gestão Administrativa da Fundação.

Em 31 de dezembro de 2013 apresentava o saldo de R\$ 13.978 mil (R\$ 12.863 mil em 2012).

## FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Neste grupo estão também contabilizados os valores depositados em juízo relativo aos processos judiciais. A atualização monetária mensal é apurada de acordo com os índices de atualização utilizada pela instituição financeira depositaria.

Em 31 de dezembro de 2013 apresentava o saldo de R\$ 7.724 mil (R\$ 5.732 mil em 2012).

### 6. INVESTIMENTOS - REALIZÁVEL

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, a carteira de investimentos consolidada apresentava a seguinte composição:

	<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
<b>Títulos públicos</b>	<b>904.012</b>	<b>696.623</b>
Notas do Tesouro Nacional	904.012	696.623
<b>Créditos privados e depósitos</b>	<b>417.942</b>	<b>446.098</b>
Letras hipotecárias	164.370	183.960
Caderneta de poupança	-	19
Letras financeiras	229.719	238.059
Debêntures	23.853	24.060
<b>Ações</b>	<b>333.738</b>	<b>383.173</b>
Instituições Financeiras	72.097	85.601
Companhias Abertas (*)	261.641	297.549
Empréstimos de ações	-	23
<b>Fundos de investimentos</b>	<b>1.229.378</b>	<b>1.392.968</b>
Renda fixa	837.042	1.135.877
Ações	265.266	191.536
Multimercado	107.737	50.550
Direitos creditórios	15.013	15.005
Participações	4.320	-
<b>Investimentos imobiliários</b>	<b>229.642</b>	<b>234.905</b>
Aluguéis e renda	229.642	234.905
<b>Empréstimos e financiamentos</b>	<b>134.510</b>	<b>139.424</b>
Empréstimos	134.510	139.424
<b>Depósitos judiciais/recursais</b>	<b>9.194</b>	<b>8.917</b>
<b>Outros realizáveis</b>	<b>-</b>	<b>8.429</b>
Acordo Judicial - Banco Santander	-	8.429
<b>Total de Investimentos ( R\$ mil )</b>	<b>3.258.416</b>	<b>3.310.537</b>

(\*) Inclui provisão para perda de R\$1.397 mil em 2012. E, a partir de julho de 2013 essas ações formaram o Fundo Mellon GTD FIP.

## FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

### 6.1. Títulos Públicos e Créditos Privados e Depósitos

Composição da carteira de títulos para negociação por tipo de papel, demonstrada pelo seu valor de mercado e por prazo de vencimento, em observância ao Art. 8º da Resolução CGPC nº 4, de 30 de janeiro de 2002.

Títulos para Negociação	31.12.13						Total Carteira
	Prazo de Vencimento					Acima 720	
	0 a 30	31 a 90	91 a 180	181 a 365	366 a 720		
Títulos Públicos	-	-	-	-	-	904.012	904.012
Notas do Tesouro Nacional						904.012	904.012
Créditos Privados e Depósitos	-	-	18.696	-	-	399.246	417.942
Letras Hipotecárias						164.370	164.370
Letras Financeiras						229.719	229.719
Debêntures			18.696			5.157	23.853
Fundos de Investimentos	605.212		183.212			171.368	959.792
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>605.212</b>	<b>-</b>	<b>201.908</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.474.626</b>	<b>2.281.746</b>

Títulos para Negociação	31.12.12						Total Carteira
	Prazo de Vencimento					Acima 720	
	0 a 30	31 a 90	91 a 180	181 a 365	366 a 720		
Títulos Públicos	-	-	-	-	-	696.623	696.623
Notas do Tesouro Nacional	-	-	-	-	-	696.623	696.623
Créditos Privados e Depósitos	19	-	-	-	19.067	427.012	446.098
Letras Hipotecárias	-	-	-	-	-	183.960	183.960
Cademeta de Poupança	19	-	-	-	-	-	19
Letras Financeiras	-	-	-	-	-	238.059	238.059
Debêntures	-	-	-	-	19.067	4.993	24.060
Fundos de Investimentos	95.348	34.643	6.031	104.141	169.366	791.903	1.201.432
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>95.367</b>	<b>34.643</b>	<b>6.031</b>	<b>104.141</b>	<b>188.433</b>	<b>1.915.538</b>	<b>2.344.153</b>

Fundamentada no conservadorismo, a Eletros mantém provisão de R\$ 2.688 mil (R\$ 2.688 mil em 2012) para absorver possíveis perdas com investimentos em Debêntures da empresa Ferreira Guimarães, que vem apresentando patrimônio líquido negativo nos últimos anos.

## FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

---

Com o estudo (ALM) de viabilidade do Plano de Benefícios BD Eletrobrás, com a intenção de reclassificar, os títulos e valores mobiliários da categoria “Títulos para Negociação” para categoria “Títulos mantidos até o vencimento”. O estudo demonstrou que o Plano de Benefícios possui capacidade financeira para levar ao vencimento os títulos adquiridos nesta data e que será preservado o volume de aplicações compatível com a manutenção dos referidos títulos e valores mobiliários, Em conformidade com o disposto do artigo 6º da Resolução MPAS/CGPC nº 4 de 30 de janeiro de 2002.

Demonstramos abaixo os Títulos Públicos Federais reclassificados que estavam classificados na categoria “Títulos para Negociação”.

Ativo	Data de Aquisição	Data de Vencimento	Quantidade	31.12.13
NTN-B	24/05/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	28/05/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	04/06/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	11/06/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	19/06/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	26/06/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	01/07/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	30/08/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	04/09/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	17/09/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	07/11/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	26/11/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	06/12/2013	15/08/2050	5.700	12.792
NTN-B	12/12/2013	15/08/2050	55.099	124.929
NTN-C	02/01/2007	01/01/2031	55.345	267.464
<b>Total (R\$ mil)</b>			<b>184.544</b>	<b>558.689</b>

**6.2. Investimentos Imobiliários**

<b>Imóveis</b>	<b>Reavaliação</b>	<b>Exercício findo em</b>	
		<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
Localização			
<b>Uso próprio:</b>		<b>8.255</b>	<b>8.440</b>
Rua Uruguaiana nº 174 – RJ (Edifício Metropolitan Center)	Dezembro/2012	8.255	8.440
<b>Locados às patrocinadoras:</b>		<b>83.920</b>	<b>149.670</b>
Rua da Quitanda nº 196 - RJ (Edifício Mário Bhering)	Dezembro/2012	-	63.950
Av enida Presidente Vargas nº 409 - RJ (Edifício Herm Stoltz)	Dezembro/2012	66.614	68.000
Av enida Marechal Floriano nº 19 - RJ (Edifício Vital Brazil)	Dezembro/2012	11.251	11.520
Av enida Presidente Vargas nº 417 - RJ (Edifício Central)	Dezembro/2012	6.055	6.200
<b>Locados a terceiros:</b>		<b>134.846</b>	<b>74.090</b>
Av enida Presidente Vargas nº 642 - RJ (Edifício Belacap)	Dezembro/2012	72.015	74.090
Rua da Quitanda nº 196 - RJ (Edifício Mário Bhering)	Dezembro/2012	62.831	-
<b>Valores a receber</b>		<b>2.621</b>	<b>2.705</b>
<b>Total ( R\$ mil )</b>		<b>229.642</b>	<b>234.905</b>

Em atendimento a Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, no exercício de 2012 procedeu-se à reavaliação dos investimentos imobiliários conforme laudos técnicos emitidos pela empresa, Câmara de Consultores Associados Ltda. A metodologia aplicada para avaliação dos imóveis utilizada pela Câmara de Consultores Associados Ltda. foi o método comparativo de dados de mercado com regressão múltipla, utilizando o software INFER-v3.2. O resultado positivo das reavaliações realizada em 2012 possibilitou um acréscimo patrimonial no montante líquido de R\$ 22.970 mil registrado no fluxo dos investimentos.

**6.3. Outros Realizáveis**

Em 18 de dezembro de 2012, a Eletros efetuou acordo judicial com o Banco Santander no montante de R\$ 8.429 mil para encerrar as ações judiciais de que tratam os dois processos em curso na 22ª Vara Cível da Comarca da Capital do TJRJ, recebidos em março e maio de 2013, os montantes de R\$ 6.323 mil e R\$ 2.106 mil.



Esses processos, ajuizados em 2002 objetivavam o recebimento de diferenças de correção monetária (Plano Verão) em aplicações em Certificados e Recibos de Depósito Bancário (CDB/RDB), com rendimento pós-fixado.

### 7. GESTÃO ASSISTENCIAL – REALIZÁVEL

Registra as atividades de controle das contribuições e dos benefícios, bem como do resultado do plano de benefícios de natureza assistencial.

Os planos assistenciais à saúde, com registro e em situação ativa na Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS mantêm sua contabilidade segregada dos planos de benefícios.

Desta forma, a transparência, a identificação e a independência do patrimônio são mantidas, conforme determinação normativa do agente regulador, bem como o desdobramento analítico das contas, de acordo com a planificação contábil estabelecida pela ANS.

### 8. GESTÃO PREVIDENCIAL - EXIGÍVEL OPERACIONAL

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.13	31.12.12
Benefícios a pagar	-	456
Contas a pagar	310	-
IRRF a recolher	3.643	3.535
Retenções a recolher	2	-
Outras exigibilidades	2.837	2.822
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>6.792</b>	<b>6.813</b>

### 9. EXIGÍVEL CONTINGENCIAL

#### 9.1. Contingências – Perda Provável

As provisões decorrentes dos processos com chance de perda provável estão apresentadas no quadro a seguir, o qual demonstra a composição das provisões contingenciais. Essas provisões registram ocorrências de fatos que serão objeto de decisões e que, provavelmente, irão gerar desembolsos futuros, e estão compostas por contingências de natureza previdencial, trabalhista, cível e fiscal.

<b>Provisão constituída:</b>	<b>Exercício findo em</b>	
	<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
Gestão Previdencial	22.513	21.937
Aposentadorias	20.186	18.114
Outros processos	1.191	2.767
Processos Trabalhistas	1.136	1.056
Gestão Administrativa	7.992	6.115
Contingências Tributárias	7.855	5.891
Reclamações Trabalhistas	7	7
Outros processos	130	217
Investimentos	9.194	8.917
IOF	4.820	4.539
IPTU	796	938
Tributárias IN SRF 170	2.557	2.472
RET	915	868
Outros processos	106	100
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>39.699</b>	<b>36.969</b>

#### **9.1.2. Contingências da Gestão Previdencial**

De acordo com orientações dos advogados da Eletros e também considerando a análise detalhada dos processos ativos realizada pela divisão jurídica da Eletros, foram constituídas provisões relativas aos processos judiciais movidos por participantes assistidos contra a Eletros.

#### **9.1.3. Contingências da Gestão administrativa**

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências trabalhistas e tributárias.

#### **9.1.4. Contingências de investimentos**

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências relacionadas principalmente a IPTU, IOF, PIS e COFINS.

### **10. PASSIVOS E ATIVOS CONTINGENTES**

#### **10.1. Passivos Contingentes**

Os processos com probabilidade de perda possível representam o montante de R\$ 1.642 mil e envolvem discussões fiscais, administrativas, ações judiciais de natureza previdencial, trabalhista e cível.

#### **10.2. Ativo Contingente - OFND**

Ação ordinária ajuizada pela ABRAPP em face do Fundo Nacional de Desenvolvimento – FND, do BNDES e da União Federal. A ação objetiva o refazimento dos cálculos relacionados à atualização do valor das OFND e, conseqüentemente, dos respectivos rendimentos. Propõe-se a adoção do IPC, em vez do BTN, correspondente ao período de abril de 1990 a fevereiro de 1991. O trânsito em julgado do mérito ocorreu em 28/09/2008 e o processo entrou na fase de execução. Em 18/05/2012, a execução foi suspensa em função da Ação Rescisória interposta pela União Federal em face da ABRAPP. Embasada na opinião dos assessores jurídicos, classificou a probabilidade de êxito como “provável” e não como “praticamente certo”, em função de não existir uma data prevista para o seu recebimento e que a mensuração dos valores ainda vai ser alvo de discussão entre as partes.

### **11. PROVISÕES MATEMÁTICAS**

As provisões matemáticas foram constituídas com base em cálculos elaborados por atuários responsáveis pelos planos.

#### **11.1. Benefícios concedidos**

Registram a totalidade dos recursos efetivamente acumulados pelos assistidos em gozo de benefício de prestação continuada, deduzidos das contribuições a receber dos beneficiados, no caso do plano de benefício definido.

#### **11.2. Benefícios a conceder**

Registram o valor atual dos compromissos correspondentes aos benefícios a conceder, deduzidos das correspondentes contribuições a receber, no caso do plano de benefício definido.

#### **11.3. Provisões matemáticas a constituir/(-) Serviço passado**

Registram o valor atual das contribuições extraordinárias futuras, referentes a serviço passado das patrocinadoras. Com a seguinte composição:

- *Patrocinadora Eletrobras*

Serviço Passado correspondente à parcela do valor presente dos benefícios já concedidos, após o fechamento do Plano BD Eletrobrás a novas adesões, não coberta pelo patrimônio garantidor.

- *Operações não contratadas*

Refere-se a:

- **Aporte de reservas do desbloqueio do SRC**

Representam os recursos a receber da patrocinadora Eletros, de R\$ 84 mil em 2013 (R\$ 121 mil em 2012), referentes a aportes de reservas originárias do desbloqueio do Salário Real de Contribuição (SRC), dos participantes, empregados da Eletros, que optaram pela migração ao Plano Previdenciário de Contribuição Definida até junho de 2008.

Em 2010, as patrocinadoras Eletrobras e Cepel efetuaram integralmente o pagamento dos valores provisionados.

Conforme deliberação do Conselho Deliberativo da Eletros, a dívida da patrocinadora Eletros teve o seguinte tratamento:

- (a) A parcela correspondente à provisão matemática do SRC foi quitada em 2010;
- (b) O participante da Eletros teve a opção de parcelar o pagamento das contribuições devidas decorrentes do desbloqueio do SRC; e
- (c) A patrocinadora Eletros vem contribuindo paritariamente junto com o participante.

- **Aporte de reservas de aposentadorias especiais**

Estão em processo de cobrança ou de contratação com as patrocinadoras e referem-se, essencialmente, a aportes de reservas destinadas a aposentadorias especiais, no montante de R\$ 17.686 mil em 2013 (R\$ 20.525 mil em 2012). Distribuídos da seguinte forma:

<b>Patrocinadoras:</b>	<b>Plano de Benefícios</b>	<b>Exercício findo em</b>	
		<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
ELETROBRAS	BD	4.485	7.281
ELETROBRAS	CD	549	288
CEPEL	BD	316	728
CEPEL	CD	12.336	12.228
<b>Total ( R\$ mil )</b>		<b>17.686</b>	<b>20.525</b>

**11.4. Provisões matemáticas a constituir/(-) Déficit equacionado**

Registram o valor atual das contribuições extraordinárias futuras, referente à Déficit Técnico do Plano BD Eletrobrás no montante de R\$ 37.547 mil em 2013 (R\$ 30.608 mil em 2012), equacionado paritariamente, pelos patrocinadores, participantes e assistidos, através de contribuições extraordinárias, determinadas por avaliação atuarial.

Em 31 de dezembro de 2013 e 2012, as provisões matemáticas possuíam a seguinte composição consolidada:

<b>Provisões Matemáticas</b>	<b>Exercício findo em</b>	
	<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
<b>Benefícios concedidos</b>	<b>2.462.433</b>	<b>2.073.398</b>
Contribuição definida	366.817	157.552
Benefício definido	2.095.616	1.915.846
<b>Benefícios a conceder</b>	<b>1.066.707</b>	<b>1.307.282</b>
Contribuição definida	715.079	816.367
Benefício definido	351.628	490.915
<b>Provisões matemáticas a constituir</b>	<b>(138.424)</b>	<b>(134.890)</b>
(-) Serviço passado	(100.877)	(104.282)
Patrocinadora Eletrobrás	(83.107)	(83.636)
Operações não contratadas	(17.770)	(20.646)
(-) Déficit equacionado	(37.547)	(30.608)
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>3.390.716</b>	<b>3.245.790</b>

**11.5. Premissas atuariais por plano de benefícios:**

**PLANO BD ELETOBRÁS**

Taxa real anual de Juros	5,50% a.a.
Taxa de Rotatividade (Ativos)	0,00 a.a.
Taxa de Crescimento Salarial (Ativos)	3% a.a.
Taxa de Crescimento de Benefícios (Assistidos)	0% a.a.
Capacidade Salarial	100%
Capacidade de Benefício	97%
Tábua Geral –	AT 2000 Básica -M
Tábua de Entrada em Invalidez	IAPB 57
Tábua Sobrevida de Inválidos	IAPB 57
Tábua de Expectativa de Sobrevida	Ambos os Sexos 2011 – IBGE 2012
Hipótese sobre Composição Familiar	Experiência ELETROS – Ajustada (*)

(\*) Calculamos axH(12) considerando o valor do encargo médio de pensão por morte, para falecimento de todos os titulares, participantes ativos e assistidos, obtendo valores ajustados e projetados para todas as idades dos respectivos titulares.

## **FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS**

---

As premissas e hipóteses atuariais estão adequadas aos normativos legais, inclusive com a Resolução CNPC nº 9, de 29/11/2012, publicada no Diário Oficial em 23/01/2013.

### **PLANO CD ELETROBRAS**

---

Taxa real anual de Juros	5,50%
Tábua Geral	AT 2000 (M)
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT FRACA
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	FAMÍLIA REAL

OBS 1: No BPDS o Reajuste dos Benefícios se dá pelo Indexador Atuarial do Plano - IAP, definido no artigo 50 - XXVI, atualmente o INPC do IBGE aplicado com um mês de defasagem. O reajuste dos benefícios dos demais aposentados se dá pela variação das cotas do plano do perfil de investimentos.

OBS 2: Taxa de juros de 5,5% para o cálculo do passivo atuarial do BPDS – Benefício Proporcional Diferido Saldado.

OBS 3: Relativamente ao benefício do BPDS, os beneficiários dos participantes que optaram por este benefício serão os mesmo reconhecidos pela Previdência Oficial.

### **PLANO CD ONS**

---

Taxa real anual de Juros	5,50%
Tábua Geral	AT 2000 BASIC (M)
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT FRACA
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes

### **PLANO CV EPE**

---

Taxa real anual de Juros	5,50%
Tábua Geral	AT 2000 BASIC (M)
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT FRACA
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes

## FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

### PLANO CD CERON

Taxa real anual de Juros	5,50%
Tábua Geral	AT 2000 BASIC (M)
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT FRACA
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes

## 12. FUNDOS

### 12.1. Fundos previdenciais

São constituídos de acordo com a nota técnica atuarial de cada plano de benefício previdencial e podem ser assim resumidos:

Fundos previdenciais	Exercício findo em	
	31.12.13	31.12.12
Fundo de risco	23.164	23.081
Fundo de transição	661	475
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>23.825</b>	<b>23.556</b>

- *Fundo de Risco*

Representa o somatório dos créditos referentes às contribuições efetuadas pelos participantes e/ou patrocinadora para custeio dos benefícios não programáveis de auxílio-doença, pecúlio por morte e invalidez permanente total, descontados os valores pagos para os benefícios não programáveis. Nessa conta são lançados também o excedente de saldo não resgatado da Conta Básica de Patrocinadora e as prestações mensais de benefícios consideradas prescritas. O saldo do fundo de risco está composto como segue:

Plano de Benefícios	Exercício findo em	
	31.12.13	31.12.12
CD Eletrobrás	17.800	18.235
CD ONS	2.823	3.129
CV EPE	1.700	1.444
CD CERON	841	273
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>23.164</b>	<b>23.081</b>

- *Fundo de Transição*

Representa o somatório dos Saldos das Contas Individuais dos participantes que se desligaram do Plano, porém não realizaram a opção por um dos Institutos.

### 12.2. *Fundo da Gestão Administrativa*

O fundo da gestão administrativa se destina a cobrir os gastos relativos ao custeio administrativo da Eletros sendo constituído pela diferença entre as receitas (taxas de administração do ativo, taxas de carregamento previdencial, ressarcimentos de despesas operacionais e outras receitas) e as despesas administrativas.

Da rentabilidade auferida pelo fundo administrativo do PGA, no valor de R\$ 5.062 mil em 2013 (R\$ 5.186 mil em 2012) foram usados no custeio R\$ 3.122 mil em 2013 (R\$ 3.785 mil em 2012), o que permitiu que o valor remanescente fosse transferido para reforço do saldo do fundo, que atingiu em 31 de dezembro o montante de R\$ 66.654 mil em 2013 (R\$ 64.714 mil em 2012).

As despesas Administrativas da Eletros no exercício de 2013 e 2012 foram rateadas a partir da ponderação do tempo médio anual de alocação dos empregados nas gestões e o custo médio de cada área.

### 12.3. *Fundo dos investimentos*

O fundo dos investimentos, denominado fundo garantidor de empréstimos é constituído para fazer face à quitação dos empréstimos concedidos aos participantes na eventualidade de seu falecimento. O montante desse fundo em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 8.205 mil (R\$ 8.549 mil em 2012).

## 13. DETALHAMENTO DOS SALDOS DAS RUBRICAS CONTÁBEIS COM A DENOMINAÇÃO "OUTROS"

Composição dos registros contábeis relativos aos saldos das rubricas com a denominação "Outros(as)", que ultrapassaram, em 31 de dezembro de 2013 e 2012, no total, um décimo do valor do respectivo grupo de contas:

### 13.1. *Realizável - Gestão Previdencial*

<b>Descrição</b>	<b>Exercício findo em</b>	
	<b>31.12.13</b>	<b>31.12.12</b>
Outros recursos a receber	1.509	2.600
Contribuições Contratadas participantes	1.509	2.600
Outros realizáveis	26.145	23.500
Valores a receber das patrocinadoras	26.059	23.399
Outros valores a receber	86	101
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>27.654</b>	<b>26.100</b>



## FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

---

### 13.2. Realizável - Gestão Administrativa

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.13	31.12.12
<b>Outros recursos a receber</b>	320	1.259
Reembolso das despesas administrativas do Plano Eletros-Saúde	60	461
Outros valores a receber	260	798
<b>Outros realizáveis</b>	5.358	5.199
Convênio de intervenção com o INSS	4.476	4.041
Valores a receber dos assistidos	525	767
Valores a receber referente ao seguro plasas	241	279
Outros valores a receber	116	112
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>5.678</b>	<b>6.458</b>

### 13.3. Exigível – Gestão Previdencial

Outras Exigibilidades	Exercício findo em	
	31.12.13	31.12.12
Recursos da patrocinadora Eletrobras	2.837	2.822
<b>Total (R\$ mil)</b>	<b>2.837</b>	<b>2.822</b>

### 13.4. Exigível - Gestão Administrativa

Outras exigibilidades	Exercício findo em	
	31.12.13	31.12.12
Valores referentes a seguros a pagar	1.160	599
Valores referentes a convênios com as patrocinadoras	756	305
Outros	101	579
<b>Total ( R\$ mil )</b>	<b>2.017</b>	<b>1.483</b>

## FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

### 14. APRESENTAÇÃO DOS EFEITOS DAS CONSOLIDAÇÕES

Consolidação de Balançetes									
31/12/13									
Grupos de Contas	Plano						Eliminação de Consolidação		Saldo
	BD	CD	PGA	CVEPE	CD ONS	CERON	Débito	Crédito	
Disponível	10	20	459	10	10	10	-	-	519
Realizável	1.893.208	1.149.533	79.308	29.615	237.122	19.366	-	66.723	3.341.429
Gestão Previdencial	66.727	2.308	-	-	-	-	-	-	69.035
Gestão Administrativa	45.873	19.063	14.047	146	943	629	-	66.723	13.978
Investimentos	1.780.608	1.128.162	65.261	29.469	236.179	18.737	-	-	3.258.416
Permanente	-	-	1.900	-	-	-	-	-	1.900
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	17.023
<b>Total do Ativo</b>	<b>1.893.218</b>	<b>1.149.553</b>	<b>81.667</b>	<b>29.625</b>	<b>237.132</b>	<b>19.376</b>	<b>-</b>	<b>66.723</b>	<b>3.360.871</b>
Exigível Operacional	6.037	517	7.021	43	211	80	69	-	13.840
Gestão Previdencial	6.016	512	-	43	210	80	69	-	6.792
Gestão Administrativa	-	-	7.021	-	-	-	-	-	7.021
Investimentos	21	5	-	-	1	-	-	-	27
Exigível Contingencial	30.786	921	7.992	-	-	-	-	-	39.699
Gestão Previdencial	22.513	-	-	-	-	-	-	-	22.513
Gestão Administrativa	-	-	7.992	-	-	-	-	-	7.992
Investimentos	8.273	921	-	-	-	-	-	-	9.194
Patrimônio Social	1.856.395	1.148.115	66.654	29.582	236.921	19.296	66.654	-	3.290.309
Patrimônio de Cobertura	1.804.711	1.109.217	-	27.652	232.470	17.575	-	-	3.191.625
Fundos	51.684	38.898	66.654	1.930	4.451	1.721	66.654	-	98.684
Previdenciais	-	17.868	-	1.784	3.081	1.092	-	-	23.825
Administrativos	45.873	19.063	66.654	146	943	629	66.654	-	66.654
Investimentos	5.811	1.967	-	-	427	-	-	-	8.205
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	17.023
<b>Total do Passivo</b>	<b>1.893.218</b>	<b>1.149.553</b>	<b>81.667</b>	<b>29.625</b>	<b>237.132</b>	<b>19.376</b>	<b>66.723</b>	<b>-</b>	<b>3.360.871</b>

## FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

### Consolidação de Balancetes

31.12.12

Grupos de Contas	Plano						Eliminação de Consolidação		Saldo Consolidado
	BD	CD	PGA	CV EPE	CD ONS	CERON	Débito	Crédito	
Disponível	9	20	258	10	10	9	-	-	316
Realizável	2.058.362	1.084.850	75.451	23.417	206.649	10.557	-	64.919	3.394.367
Gestão Previdencial	67.569	3.399	-	-	-	-	-	-	70.968
Gestão Administrativa	45.226	18.722	13.069	57	359	349	-	64.919	12.863
Investimentos	1.945.567	1.062.729	62.382	23.360	206.290	10.208	-	-	3.310.536
Permanente	-	-	2.822	-	-	-	-	-	2.822
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	15.232
<b>Total do Ativo</b>	<b>2.058.371</b>	<b>1.084.870</b>	<b>78.531</b>	<b>23.427</b>	<b>206.659</b>	<b>10.566</b>	<b>-</b>	<b>64.919</b>	<b>3.412.737</b>
Exigível Operacional	7.301	511	7.701	2	383	128	205	-	15.821
Gestão Previdencial	6.008	498	-	2	382	128	205	-	6.813
Gestão Administrativa	-	-	7.701	-	-	-	-	-	7.701
Investimentos	1.293	13	-	-	1	-	-	-	1.307
Exigível Contingencial	29.918	936	6.115	-	-	-	-	-	36.969
Gestão Previdencial	21.937	-	-	-	-	-	-	-	21.937
Gestão Administrativa	-	-	6.115	-	-	-	-	-	6.115
Investimentos	7.981	936	-	-	-	-	-	-	8.917
Patrimônio Social	2.021.152	1.083.424	64.714	23.425	206.276	10.438	64.714	-	3.344.715
Patrimônio de Cobertura	1.969.647	1.044.525	-	21.840	202.072	9.812	-	-	3.247.896
Fundos	51.505	38.899	64.714	1.585	4.204	626	64.714	-	96.819
Previdenciais	-	18.300	-	1.528	3.451	277	-	-	23.556
Administrativos	45.227	18.722	64.714	57	359	349	64.714	-	64.714
Investimentos	6.278	1.877	-	-	394	-	-	-	8.549
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	15.232
<b>Total do Passivo</b>	<b>2.058.371</b>	<b>1.084.871</b>	<b>78.530</b>	<b>23.427</b>	<b>206.659</b>	<b>10.566</b>	<b>64.919</b>	<b>-</b>	<b>3.412.737</b>

**DIRETORIA EXECUTIVA**

**AFRÂNIO BARREIRA DE ALENCAR MATOS FILHO**, Presidente  
**LUIZ GUILHERME DE FRANÇA NOBRE PINTO**, Diretor Financeiro  
**MARCIO PERES SILVADO**, Diretor de Benefícios Previdenciários

**CONTADOR RESPONSÁVEL**

**CLEBER LEAL**  
Contador CRC/RJ – 62.288/O-3



# DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

<b>ENTIDADE:</b>	[34.268.789/0001-88] FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
<b>PLANO DE BENEFÍCIOS:</b>	[1979.0021-18] BD ELETROBRÁS
<b>MOTIVO:</b>	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO
<b>DATA DA AVALIAÇÃO:</b>	31/12/2011
<b>TIPO:</b>	COMPLETA
<b>RETIFICADORA:</b>	SIM

<b>Atuário Responsável</b>			
SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO			
<b>MIBA:</b>	305	<b>MTE:</b>	305

DA transmitida à Previc em 31/10/2012 às 16:51:03

Número de protocolo : 001882

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

RETIFICADORA: SIM

TIPO: COMPLETA

### INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
<b>Código:</b> 0032-6	<b>CNPJ:</b> 34.268.789/0001-88
<b>Sigla:</b> ELETROS	
<b>Razão Social:</b> FUNDACAO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
<b>CNPB:</b> 1979.0021-18	<b>Sigla:</b> BD ELETROBRÁS
<b>Nome:</b> PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
<b>Situação:</b> ATIVO / EM EXTINÇÃO	<b>Característica:</b> PATROCINADOR
<b>Modalidade:</b> BENEFÍCIO DEFINIDO	<b>Legislação Aplicável:</b> LC 108/109

ATUÁRIO	
<b>Nome:</b> SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO	
<b>MIBA:</b> 305	<b>MTE:</b> 305
<b>Empresa:</b> S TINOCO CONSULTORES ASSOCIADOS EM PREVIDENCIA COMPLEMENTAR LTDA.	

### INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

<b>Motivo da Avaliação:</b>	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO		
<b>Data do cadastro:</b>	30/11/2011	<b>Data da Avaliação:</b>	31/12/2011
<b>Tipo:</b>	COMPLETA		
<b>RETIFICADORA:</b>	SIM		
<b>Observações:</b>	Plano de Benefício Definido, fechado a novas adesões em 01/04/2006.		
<b>Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):</b>			

**CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS****Benefício:** BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(PROPORÇÃO)X(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(((ANOS DE FILIAÇÃO PARA PREVIDÊNCIA SOCIAL / 35)X SRB) - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

70% DA COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA

**DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL**

**GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. BD ELETROBRÁS**

Patrocinadores e Instituidores	
CNPJ	Razão Social
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
<b>Participantes Ativos:</b>	391
<b>Folha de Salário de Participação:</b>	R\$ 41.672.139,73

**HIPÓTESES ATUARIAIS**

<b>Hipótese:</b>	Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários	
<b>Valor:</b>	1,00	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	0,97	
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	0,97	
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	Verificamos que a variação acumulada do indexador inflacionário no exercício foi de 6,08%, enquanto a projeção do Banco Central, para a taxa de inflação medida pelo INPC e projetada para o ano de 2011 era de aproximadamente 4,5% ao ano. Essa hipótese reflete a perda média do poder aquisitivo verificada entre 2 períodos de reajuste, decorrente do efeito inflacionário, determinado no longo prazo como sendo entre 3,5% e 5,5% a.a.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	Considerando que as hipóteses atuariais devem ser adotadas considerando a ótica de longo prazo, alteramos a hipótese para 1,00 por conservadorismo.	
<b>Opinião do atuário:</b>	Utilizar 1,00 por conservadorismo.	
<b>Hipótese:</b>	Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade	
<b>Valor:</b>	0,97	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	0,97	
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	0,97	
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	Ajustamos a hipótese considerando-se uma expectativa de inflação semestral de 3,00%.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	Adequação da hipótese à expectativa de inflação.	
<b>Opinião do atuário:</b>	Consideramos a hipótese aderente a projeção do indexador do Plano.	
<b>Hipótese:</b>	Hipótese de Entrada em Aposentadoria	
<b>Valor:</b>	100% na primeira elegibilidade ao benefício programado.	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	139,00	
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	2,00	
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	Existe um grande número de participantes elegíveis ao benefício de aposentadoria programada do Plano, porém optaram por continuar vinculados ao plano como ativos.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	O valor do benefício de aposentadoria complementar na maioria dos casos vem apresentando uma majoração significativa, o que justifica o pequeno número de concessões observado.	
<b>Opinião do atuário:</b>	Manter hipótese atual para maximizar a segurança dos cálculos.	



## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

RETIFICADORA: SIM

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b>	Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas	
<b>Valor:</b>	Encargo Familiar Hx - Experiência Eletros	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>		0,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>		0,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	Não houve divergência.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	O encargo médio familiar Hx é calculado considerando-se o falecimento de todos os participantes, apurando então os encargos decorrentes do benefício de pensão por morte, e ajustando-se estatisticamente esses valores.	
<b>Opinião do atuário:</b>	Hipótese representativa da inferência da massa de participantes e assistidos.	
<b>Hipótese:</b>	Hipótese sobre Rotatividade (Percentual)	
<b>Valor:</b>	0,00	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>		0,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>		4,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	A divergência observada é pequena.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	A hipótese utilizada atualmente é nula, por se tratar de um Plano BD fechado.	
<b>Opinião do atuário:</b>	Essa hipótese não foi utilizada por segurança nos cálculos.	
<b>Hipótese:</b>	Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)	
<b>Valor:</b>	INPC (IBGE)	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>		6,08
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>		6,08
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	Não houve divergência.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	Não houve divergência.	
<b>Opinião do atuário:</b>	Indexador fixado de acordo com o Regulamento do Plano.	
<b>Hipótese:</b>	Projeção de Crescimento Real de Salário	
<b>Valor:</b>	3,00	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>		3,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>		4,10
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	Esta divergência anual não impacta de imediato os benefícios, porque são calculados a partir da média de 36 meses, conforme determina o Regulamento do Plano.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	Como justificamos os aumentos reais são absorvidos à razão de 1/36 para cada mês de recolhimento.	
<b>Opinião do atuário:</b>	Como essa projeção representa um valor médio constante ao longo do tempo que falta para a data esperada para a concessão do benefício programável entendemos que a comparação em um só exercício não comprova a aderência ou não da hipótese em referência, acompanharemos a evolução acumulada ao longo dos próximos exercícios para eventuais ajustes.	

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

RETIFICADORA: SIM

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b>	Taxa Real Anual de Juros
<b>Valor:</b>	5,50
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	5,50
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	1,99
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
A rentabilidade alcançada no exercício de 2011, totalizou 8,19% sendo inferior à meta atuarial de 11,91% devido a alocação dos recursos apresentados pelo perfil dos investimentos do Plano. Entretanto, tal resultado foi influenciado pelo desempenho atípico do segmento de renda variável, que ocorreu no mercado brasileiro, agravando a necessidade de equacionamento do Plano.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
A rentabilidade real de 1,99%, decorreu de um fator conjuntural.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
Consideremos a hipótese de taxa real de juros de 5,50% ao ano aderente, considerando-se um período de observação de longo prazo.	
<b>Hipótese:</b>	Tábua de Entrada em Invalidez
<b>Valor:</b>	IAPB 57
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	1,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	1,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
Não houve divergência.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
Hipótese Aderente.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
Consideramos a Hipótese aderente às expectativas.	
<b>Hipótese:</b>	Tábua de Mortalidade de Inválidos
<b>Valor:</b>	IAPB 57
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	3,40
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	4,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
Não houve divergência.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
Hipótese Aderente.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
Consideramos a Hipótese aderente às expectativas.	
<b>Hipótese:</b>	Tábua de Mortalidade Geral
<b>Valor:</b>	AT 2000
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	19,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	26,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
A divergência verificada, atua positivamente para o equilíbrio do Plano, reduzindo com maior intensidade as Provisões Matemáticas, influenciada pela categoria de assistidos, indicando que alguns deles certamente evoluíram para a qualidade de inválidos, agravando a expectativa de falecimentos.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
A adoção da hipótese está aderente às inferências do grupo, considerando-se um período observação mais amplo.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
A utilização de recadastramento aperfeiçoará os cálculos e a aderência da hipótese, identificando por cruzamento de informações de histórico médico, e de isenção de IR por CID, permitirá a reclassificação de assistidos para inválido, daqueles que deixaram de ser válidos.	

### HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados

Assinatura do Atuário: \_\_\_\_\_

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

RETIFICADORA: SIM

TIPO: COMPLETA

### HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS

Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano

Tábua de Morbidez

### BENEFÍCIOS

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	137	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 5.393,86
<b>Idade média dos assistidos:</b>	63		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 119.090.962,76
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 119.090.962,76
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 119.090.962,76
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.317.735,62
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	44	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 13.569,81
<b>Idade média dos assistidos:</b>	72		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 73.874.040,87
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 73.874.040,87
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 73.874.040,87
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

RETIFICADORA: SIM

TIPO: COMPLETA

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	80	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 7.656,15
<b>Idade média dos assistidos:</b>	62		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 16.311.161,71
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 16.311.161,71
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 16.311.161,71
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	57	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 3.592,53
<b>Idade média dos assistidos:</b>	62		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 21.236.276,77
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 21.236.276,77
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 21.236.276,77
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 6.938.653,46
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 10.292.256,32
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

RETIFICADORA: SIM

TIPO: COMPLETA

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	1042	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 8.160,09
<b>Idade média dos assistidos:</b>	68		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.195.213.467,61
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.195.213.467,61
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.195.213.467,61
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 256.409.535,22
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	350	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 4.644,62
<b>Idade média dos assistidos:</b>	65		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 202.499.638,13
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 202.499.638,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 202.499.638,13
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 23.165.268,25
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 34.307.521,06
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

RETIFICADORA: SIM

TIPO: COMPLETA

### BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

**Custo do Ano:** R\$ 11.125.459,00

<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.038.758,35
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.038.758,35
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.589.060,02
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.589.060,02

### CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

<b>Custo Normal do Ano</b>	<b>R\$ 11.125.459,00</b>
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.901.400.881,04
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.628.225.547,85
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.628.225.547,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.404.489.632,95
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 223.735.914,90
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 273.175.333,19
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 235.753.675,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 293.831.192,55
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.038.758,35
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.038.758,35
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 37.421.657,34
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 44.599.777,38
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.589.060,02
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.589.060,02
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 119.085.118,63
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 30.180.508,25
Patrocinador (96 meses restantes)	R\$ 15.090.254,12
Participantes ativos (96 meses restantes)	R\$ 11.819.032,76
Assistidos (96 meses restantes)	R\$ 3.271.221,37
<b>Serviço passado</b>	R\$ 88.904.610,38
Patrocinador (96 meses restantes)	R\$ 88.904.610,38
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

**Patrimônio de Cobertura**

Patrimônio de Cobertura:	R\$ 1.782.315.762,41	Insuficiência de cobertura:	R\$ 0,00
--------------------------	----------------------	-----------------------------	----------

**FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO**

<b>Saldo</b>	R\$ 0,00
<b>Patrocinador</b>	R\$ 0,00
<b>Participantes Ativos</b>	R\$ 0,00
<b>Assistidos</b>	R\$ 0,00

**FONTE DOS RECURSOS**

	Participantes	Assistidos	Patrocinador	Total
<b>Total de recursos</b>	<b>R\$ 5.777.340,98</b>	<b>R\$ 59.399,25</b>	<b>R\$ 17.455.936,86</b>	<b>R\$ 23.292.677,09</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	R\$ 5.777.340,98	R\$ 59.399,25	R\$ 17.455.936,86	R\$ 23.292.677,09
<b>Normais</b>	R\$ 5.562.729,50		R\$ 5.562.729,50	R\$ 11.125.459,00
<b>Extraordinárias</b>	R\$ 214.611,48	R\$ 59.399,25	R\$ 11.893.207,36	R\$ 12.167.218,09
Déficit equacionado	R\$ 214.611,48	R\$ 59.399,25	R\$ 274.010,73	R\$ 548.021,46
Serviço Passado	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 11.619.196,63	R\$ 11.619.196,63
Outras Finalidades	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Utilização de fundos</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Exigência regulamentar	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Destinação de reserva especial	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00

**Data Início de Vigência:** 01/04/2012

**PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO**

**Evolução dos custos:**

A previsão de contribuições normais evoluiu de R\$8.397.712,56 para R\$11.125.459,00, decorrente do aumento real dos Salários-Reais-de-Contribuição, no exercício de 2011, cujo efeito acentua-se pelo cálculo desse acréscimo nas faixas contributivas escalonadas.

**Variação das provisões matemáticas:**

As Provisões Matemáticas evoluíram de R\$1.805,4 milhões para R\$1.901,4 milhões. As oscilações estão dentro das expectativas, onde foram considerados os cancelamentos no Plano, envelhecimento da massa, atualização do benefício e do Salário Real de Contribuição, a transformação da condição de não elegível para elegível, as premissas e hipóteses atuariais consideradas.

**Principais riscos atuariais:**

Os riscos mais significativos estão mitigados pela formação das provisões matemáticas individuais, calculadas considerando hipóteses e bases técnicas em níveis conservadores, e da alocação otimizada dos investimentos dos recursos garantidores do Plano.

**Soluções para insuficiência de cobertura:**

-



**INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**

**TOTAL DAS RESERVAS**

<b>Custo Normal do Ano</b>	R\$ 11.125.459,00
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.901.400.881,04
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.628.225.547,85
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.628.225.547,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.404.489.632,95
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 223.735.914,90
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 273.175.333,19
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 235.753.675,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 293.831.192,55
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.038.758,35
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.038.758,35
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 37.421.657,34
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 44.599.777,38
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.589.060,02
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.589.060,02
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 119.085.118,63
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 30.180.508,25
Patrocinador	R\$ 15.090.254,12
Participantes ativos	R\$ 11.819.032,76
Assistidos	R\$ 3.271.221,37
<b>Serviço passado</b>	R\$ 88.904.610,38
Patrocinador	R\$ 88.904.610,38
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

**RESULTADO DO PLANO**

<b>Resultado do exercício</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit Técnico</b>	R\$ 0,00
<b>Superávit Técnico</b>	R\$ 0,00
Reserva de Contingência	R\$ 0,00
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

**FUNTE DOS RECURSOS**

	<b>Participantes</b>	<b>Assistidos</b>	<b>Patrocinador</b>	<b>Total</b>
<b>Total de recursos</b>	<b>R\$ 5.777.340,98</b>	<b>R\$ 59.399,25</b>	<b>R\$ 17.455.936,86</b>	<b>R\$ 23.292.677,09</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	R\$ 5.777.340,98	R\$ 59.399,25	R\$ 17.455.936,86	R\$ 23.292.677,09
<b>Normais</b>	R\$ 5.562.729,50		R\$ 5.562.729,50	R\$ 11.125.459,00
<b>Extraordinárias</b>	R\$ 214.611,48	R\$ 59.399,25	R\$ 11.893.207,36	R\$ 12.167.218,09
Déficit equacionado	R\$ 214.611,48	R\$ 59.399,25	R\$ 274.010,73	R\$ 548.021,46
Serviço Passado	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 11.619.196,63	R\$ 11.619.196,63
Outras Finalidades	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Utilização de fundos</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Exigência regulamentar	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Destinação de reserva especial	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00

## **PARECER ATUARIAL DO PLANO**

### **Qualidade da base cadastral:**

Após análise e crítica dos dados cadastrais, consideramos adequadas as informações recebidas.

### **Variação do resultado:**

O déficit técnico equacionado evoluiu de R\$ 7.394.549,64 para R\$ 30.180.508,25, enquanto o compromisso de integralização de Serviço Passado de responsabilidade exclusiva da patrocinadora instituidora evoluiu de R\$ 28.264.073,14 para R\$ 88.904.610,38. Deste último, R\$ 4.501.868,78 correspondem a tempo de atividade especial (R\$ 5.714.560,60 em 31/12/2010), enquanto R\$ 84.402.741,60 se referem à integralização das Provisões Matemáticas de Benefícios Concedidos, quando do fechamento do Plano a novas adesões, conforme previsto no Artigo 61 parágrafo 2º do regulamento do Plano (R\$ 22.549.512,54 em 31/12/2010).

A variação no valor das Provisões Matemáticas a Constituir ocorreu, fundamentalmente, devido à baixa rentabilidade dos Ativos do Plano e, também, devido à variação significativa no valor do Passivo Atuarial. Em relação à variação da parcela referente ao Artigo 61 parágrafo 2º, que evoluiu de R\$ 22.549.512,54 para R\$ 84.402.741,60, a baixa rentabilidade respondeu por aproximadamente R\$ 44,8 milhões (o resultado dos investimentos de 8,19% ficou abaixo da meta atuarial de 11,19%). A variação do Passivo Atuarial no exercício se deu, principalmente, por crescimentos salariais superiores ao estimado, pelo acréscimo no valor dos benefícios de alguns participantes do Plano em função de ações judiciais transitadas em julgado e atividade especial (serviço passado). Adicionalmente, alterações nas hipóteses de crescimento salarial, tábua de mortalidade de inválidos e entrada em invalidez também contribuíram para o acréscimo na parcela supracitada em aproximadamente R\$ 17,1 milhões, que representam cerca de 0,90% das Provisões Matemáticas do Plano.

### **Natureza do resultado:**

A ampliação do déficit técnico foi conjuntural, decorrente da insuficiência dos investimentos.

### **Soluções para equacionamento de déficit:**

Estabelecimento de contribuições extraordinárias, revisão do plano de custeio e aplicação de proporcionalidade, por equivalência atuarial, das pensões por morte concedidas a partir de abril de 2012, quando a substituição de beneficiários, ocorrida a partir de 1º de abril de 2006, agravar o risco do Plano.

### **Adequação dos métodos de financiamento:**

Consideramos como adequados os métodos adotados.

### **Outros fatos relevantes:**

A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina.



# DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

**ENTIDADE:** [34.268.789/0001-88] FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

**PLANO DE BENEFÍCIOS:** [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

**MOTIVO:** ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

**DATA DA AVALIAÇÃO:** 31/12/2012

**TIPO:** COMPLETA

<b>Atuário Responsável</b>			
SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO			
<b>MIBA:</b>	305	<b>MTE:</b>	305

DA transmitida à Previc em 26/03/2013 às 14:47:34

Número de protocolo : 004830

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

### INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDACAO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 1979.0021-18	Sigla: BD ELETROBRÁS
Nome: PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
Situação: ATIVO / EM EXTINÇÃO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: BENEFÍCIO DEFINIDO	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO	
MIBA: 305	MTE: 305
Empresa: S TINOCO CONSULTORES ASSOCIADOS EM PREVIDENCIA COMPLEMENTAR LTDA.	

### INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação:	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO		
Data do cadastro:	30/11/2012	Data da Avaliação:	31/12/2012
Tipo: COMPLETA			
Observações:			
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):			

### INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses):	564
Observações:	
O Fluxo Atuarial foi projetado para cerca de 47 anos, atingindo então valor residual, evoluindo a massa de participantes, assistidos e pensionistas do Plano de Benefícios, por meio de tábuas biométricas e aposentando os participantes que preenchem as condições necessárias para se aposentarem. Para os benefícios não programáveis - decorrentes de invalidez, para os participantes em atividade, e falecimento utilizamos as tábuas de mortalidade e de entrada em invalidez.	

### CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> (PROPORÇÃO)X(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL
<b>Benefício Programado:</b> SIM
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> (((ANOS DE FILIAÇÃO PARA PREVIDÊNCIA SOCIAL / 35)X SRB) - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE
<b>Benefício Programado:</b> SIM
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> (SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> (SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO
<b>Benefício Programado:</b> SIM
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> (SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

<b>Benefício:</b> COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> 70% DA COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA

**DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL****GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. BD ELETROBRÁS****Patrocinadores e Instituidores**

CNPJ	Razão Social
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA

**Participantes Ativos:** 382  
**Folha de Salário de** R\$ 44.879.827,07

**HIPÓTESES ATUARIAIS**

<b>Hipótese:</b> Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade
<b>Valor:</b> 0,97
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 0,97
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 0,97
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve divergência
<b>Justificativa da EFPC:</b> A hipótese representa a expectativa de inflação semestral, tomando-se por base a variação do INPC
<b>Opinião do atuário:</b> Mantivemos a hipótese para esse exercício
<b>Hipótese:</b> Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas
<b>Valor:</b> Encargo Familiar - Hx - Experiência Eletros
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 0,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 0,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve divergência
<b>Justificativa da EFPC:</b> O encargo médio familiar Hx é calculado considerando-se o falecimento de todos os participantes, apurando-se os encargos decorrentes do benefício de pensão por morte, ajustado estatisticamente.
<b>Opinião do atuário:</b> Hipótese representativa nas inferências da massa de participantes.
<b>Hipótese:</b> Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)
<b>Valor:</b> INPC (IBGE)
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 6,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 6,20
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve divergência, os valores convergem
<b>Justificativa da EFPC:</b> Previsão regulamentar
<b>Opinião do atuário:</b> Esse indexador é adotado há mais de uma década.



## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b> Projeção de Crescimento Real de Salário
<b>Valor:</b> 3,00
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 3,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 2,54
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> A taxa de crescimento real é de longo prazo e está convergindo para a hipótese adotada
<b>Justificativa da EFPC:</b> Por força do regulamento os impactos decorrentes do aumento real são absorvidos à razão de 1/36 (SRB= média móvel dos últimos 36 meses)
<b>Opinião do atuário:</b> A hipótese mostra-se adequada, com o índice coletivo de reajuste em 6,6% + anuênio de 1%, contra uma hipótese de 8,06% (variação do IPCA + 3%).
<b>Hipótese:</b> Taxa Real Anual de Juros
<b>Valor:</b> 5,38
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 5,38
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 12,50
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> A rentabilidade foi amplamente superada, de forma conjuntural
<b>Justificativa da EFPC:</b> Critério de marcação a mercado dos investimentos influenciou o resultado
<b>Opinião do atuário:</b> Nas simulações com os fluxos projetados, o Plano se mostra resiliente à taxa média proposta de 4,66% (5,38 dez/12; 5,25 dez/13; 5,00 dez/14; 4,75 dez/15; 4,50 a partir de então). Para fins de transparência e estabilidade dos resultados recomendamos que a hipótese de taxa real de juros de 5,25% vigorar em dez/13 seja antecipada para os cálculos das provisões matemáticas desse exercício.
<b>Hipótese:</b> Tábua de Entrada em Invalidez
<b>Valor:</b> IAPB 57
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 1,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 1,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve divergência
<b>Justificativa da EFPC:</b> A variável se mostrou aderente à hipótese adotada.
<b>Opinião do atuário:</b> O intervalo de confiança considerando a probabilidade de 95% de que a variável assumira um valor contido no intervalo [0; 2,96] foi confirmada. A ocorrência desses eventos constitui um processo estocástico
<b>Hipótese:</b> Tábua de Mortalidade de Inválidos
<b>Valor:</b> IAPB 57
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 1,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 1,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve divergência.
<b>Justificativa da EFPC:</b> A tábua se mostrou aderente à hipótese adotada.
<b>Opinião do atuário:</b> O intervalo de confiança, considerando a probabilidade de 95% de que a variável assumira um valor contido no intervalo [0; 2,96] foi confirmada. A ocorrência desses eventos constitui um processo estocástico.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b>	Tábua de Mortalidade Geral
<b>Valor:</b>	AT 2000
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	19,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	30,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	Houve natural ajuste na experiência estatística, mas a variável manteve-se contida no intervalo esperado [19;40,7].
<b>Justificativa da EFPC:</b>	A hipótese se mostrou aderente.
<b>Opinião do atuário:</b>	O intervalo de confiança, considerando a probabilidade de 95% de que a variável assumira um valor contido no intervalo [19; 40,7] foi confirmada. A ocorrência desses eventos constitui um processo estocástico.

### HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários

Hipótese de Entrada em Aposentadoria

Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados

Hipótese sobre Rotatividade (Percentual)

Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS

Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano

Tábua de Morbidez

### BENEFÍCIOS

<b>Benefício:</b>	BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO	
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	136	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b> 5.785,23
<b>Idade média dos assistidos:</b>	67	
<b>Benefícios Concedidos</b>		R\$ 129.584.853,82
<b>Contribuição Definida</b>		R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>		R\$ 129.584.853,82
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos		R\$ 129.584.853,82
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos		R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>		
<b>Contribuição Definida</b>		R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor		R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>		
Valor Atual dos Benefícios Futuros		R\$ 8.645.688,93
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>		
Valor Atual dos Benefícios Futuros		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>		R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL

**Quantidade de benefícios concedidos:** 43 **Valor médio do benefício (R\$):** 14.533,24

**Idade média dos assistidos:** 67

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 79.731.593,24
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 79.731.593,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 79.731.593,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE

**Quantidade de benefícios concedidos:** 23 **Valor médio do benefício (R\$):** 8.121,65

**Idade média dos assistidos:** 70

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 17.383.041,94
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 17.383.041,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 17.383.041,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

### Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos:	56	Valor médio do benefício (R\$):	3.836,23
Idade média dos assistidos:	66		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 22.784.488,17
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 22.784.488,17
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 22.784.488,17
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 11.234.032,32
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

### Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO

Quantidade de benefícios concedidos:	1028	Valor médio do benefício (R\$):	8.668,15
Idade média dos assistidos:	69		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.287.688.354,64
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.287.688.354,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.287.688.354,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 322.288.152,35
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO

**Quantidade de benefícios concedidos:** 369 **Valor médio do benefício (R\$):** 5.056,24

**Idade média dos assistidos:** 65

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 238.188.409,98
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 238.188.409,98
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 238.188.409,98
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 37.506.128,62
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

### BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

<b>Custo do Ano (R\$):</b> 23.878.342,71	<b>Custo do Ano (%):</b> 26,42
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.233.660,41
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.233.660,41
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.387.338,06
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.387.338,06

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

### CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

<b>Custo Normal do Ano (R\$)</b>	<b>23.878.342,71</b>
<b>Custo Normal do Ano (%)</b>	<b>26,42</b>
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 2.089.792.747,07
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.775.360.741,79
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.775.360.741,79
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.514.387.843,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 260.972.898,15
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 314.432.005,28
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 272.466.520,46
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 330.933.841,28
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.233.660,41
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.233.660,41
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 41.965.484,82
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 48.740.160,94
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.387.338,06
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.387.338,06
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 122.251.992,21
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 30.607.761,16
Patrocinador (84 meses restantes)	R\$ 15.303.880,58
Participantes ativos (84 meses restantes)	R\$ 11.986.240,20
Assistidos (84 meses restantes)	R\$ 3.317.640,38
<b>Serviço passado</b>	R\$ 91.644.231,05
Patrocinador (84 meses restantes)	R\$ 91.644.231,05
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

**PATRIMÔNIO DE COBERTURA**

Patrimônio de Cobertura:	R\$ 1.969.646.876,41	Insuficiência de cobertura:	R\$ 0,00
--------------------------	----------------------	-----------------------------	----------

**FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO**

<b>Saldo</b>	R\$ 0,00
<b>Patrocinador</b>	R\$ 0,00
<b>Participantes Ativos</b>	R\$ 0,00
<b>Assistidos</b>	R\$ 0,00

**FONTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de</b>	<b>9.243.271,78</b>		<b>8.618.431,99</b>		<b>25.352.291,91</b>		<b>43.213.995,68</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	9.243.271,78	15,69	8.618.431,99	16,59	25.352.291,91	42,52	43.213.995,68
<b>Normais</b>	7.782.257,50	13,21	8.313.827,71	14,11	7.782.257,50	13,21	23.878.342,71
<b>Extraordinárias</b>	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	17.570.034,41	29,31	19.335.652,97
Déficit equacionado	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	1.765.618,55	2,48	3.531.237,11
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	15.804.415,86	26,83	15.804.415,86
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

**Data Início de Vigência:** 01/04/2013

**PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO**

**Evolução dos custos:**

A previsão de contribuições normais evoluiu de R\$11.125.459,00 para R\$ 15.564.515,00, decorrente de ajuste do Plano de custeio e alteração da taxa real de juros de 5,50% para 5,38%. A contribuição normal dos assistidos evoluiu de R\$ 6.954.177,68 para R\$ 8.313.827,71 decorrente de aumento de benefícios, novas concessões e alteração da taxa real de juros. A alteração do Plano de Custeio Normal se encontra nos Principais Riscos Atuariais.

Dotações Adicionais Relativas a Serviço Passado de Responsabilidade de Patrocinadora.

Serviço passado relativo a Atividade Especial

R\$8.008.465,18 A ser integralizada na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

Serviço passado relativo à Recomposição de Provisões Matemáticas

R\$83.635.765,87 A ser integralizada na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

Contribuições Extraordinárias.

2,4780% incidindo sobre o salário-real-de-contribuição, ou sobre o valor do benefício de complementação de



aposentadoria acrescido do adicional de aposentadoria, para vigorar a partir de 01/04/2013. Devendo, para os próximos exercícios, ser esse percentual ajustado atuarialmente, para mais ou para menos, conforme as necessidades apuradas para manutenção do equacionamento do plano, podendo ser extinta, a qualquer exercício, por absorção de resultados superavitários acumulados, na forma prevista na legislação.

As patrocinadoras são responsáveis pelo aporte de contribuições extraordinárias, paritárias às recolhidas pelos participantes ativos e assistidos.

### Varição das provisões matemáticas:

As provisões matemáticas evoluíram de R\$ 1.901,4 milhões para R\$ 2.089,8 milhões. As oscilações situaram-se pouco acima da trajetória esperada em razão da alteração da hipótese de taxa real de juros.

### Principais riscos atuariais:

Os riscos atuariais do Plano estão mitigados pelo equacionamento obtido a partir das contribuições extraordinárias futuras e ajustes no Plano de Custeio Normal.

#### Contribuições Normais:

#### Participantes ativos:

8,16% (oito vírgula dezesseis por cento) do salário-real-de-contribuição até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social;  
17,13% (dezessete vírgula treze por cento) da parcela do salário-real-de-contribuição entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 (três) vezes esse valor;  
24,48% (vinte e quatro vírgula quarenta e oito por cento) da parcela do salário-real-de-contribuição entre 3 (três) vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 6 (seis) vezes esse valor;  
29,60% (vinte e nove vírgula sessenta por cento) da parcela do salário-real-de-contribuição que exceder a 6 (seis) vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

Obs.: a) As faixas contributivas excedentes a 3 (três) vezes o teto de contribuição para a Previdência Social são aplicáveis somente aos participantes não atingidos pelo limite de contribuição imposto no § 3º do artigo 15.  
b) A contribuição abrange a remuneração relativa ao 13º salário e demais rubricas percebidas e que integram o salário-real-de-contribuição.

#### Assistidos:

Até o máximo de 2,5% (dois vírgula cinco por cento) do complemento de aposentadoria até a metade do teto de contribuição para a Previdência Social;  
Até o máximo de 3,0% (três vírgula zero por cento) da parcela do complemento de aposentadoria compreendido entre a metade e o próprio valor do teto de contribuição para a Previdência Social;  
Até o máximo de 6,3% (seis vírgula três por cento) da parcela do complemento de aposentadoria entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 (três) vezes esse valor;  
Até o máximo de 9,0% (nove vírgula zero por cento) da parcela do complemento de aposentadoria entre 3 (três) vezes o teto de contribuição para a Previdência Social e 6 (seis) vezes esse valor;  
Até o máximo de 19,0% (dezenove vírgula zero por cento) da parcela do complemento de aposentadoria que exceder a 6 (seis) vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

Obs.: a) Os assistidos que percebam o adicional de aposentadoria terão essa rubrica de benefício vitalício, acrescida ao valor do complemento de aposentadoria para fins de aplicação das alíquotas contributivas.  
b) A contribuição abrange a remuneração relativa ao 13º benefício de complementação mensal.

### Soluções para insuficiência de cobertura:

Não houve insuficiência de cobertura.

Contribuições por ajuste atuarial calculada por aplicação de equivalência atuarial aplicável às pensões concedidas no exercício de 2013, que tenham o risco agravado, por substituição de cônjuge de idade inferior à que constou anteriormente no cadastro previdenciário da ELETROS.

As pensões por morte ocorridas nesse exercício de 2013, que tenham registrado alteração de beneficiários

## **DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

**ENTIDADE:** ELETROS

**PLANO DE BENEFÍCIOS:** [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

**MOTIVO:** ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

**DATA DA AVALIAÇÃO:** 31/12/2012

**TIPO:** COMPLETA

(cônjuge ou companheira(o)), a partir do fechamento do Plano a novas adesões, ou seja, a partir de 01/04/2006, cujo risco tenha sido agravado por essa alteração, estarão sujeitos à aplicação de contribuição , de caráter vitalício, obtida por equivalência atuarial.

**INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**

**TOTAL DAS RESERVAS**

<b>Custo Normal do Ano</b>	R\$ 23.878.342,71
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 2.089.792.747,07
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.775.360.741,79
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.775.360.741,79
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.514.387.843,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 260.972.898,15
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 314.432.005,28
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 272.466.520,46
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 330.933.841,28
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.233.660,41
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.233.660,41
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 41.965.484,82
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 48.740.160,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.387.338,06
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.387.338,06
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 122.251.992,21
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 30.607.761,16
Patrocinador	R\$ 15.303.880,58
Participantes ativos	R\$ 11.986.240,20
Assistidos	R\$ 3.317.640,38
<b>Serviço passado</b>	R\$ 91.644.231,05
Patrocinador	R\$ 91.644.231,05
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

**RESULTADO DO PLANO**

<b>Resultado do exercício</b>	R\$ 2.106.121,55
<b>Déficit Técnico</b>	R\$ 0,00
<b>Superávit Técnico</b>	R\$ 2.106.121,55
Reserva de Contingência	R\$ 2.106.121,55
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

**FUNTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de recursos</b>	<b>9.243.271,78</b>		<b>8.618.431,99</b>		<b>25.352.291,91</b>		<b>43.213.995,68</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	9.243.271,78	15,69	8.618.431,99	16,59	25.352.291,91	42,52	43.213.995,68
<b>Normais</b>	7.782.257,50	13,21	8.313.827,71	14,11	7.782.257,50	13,21	23.878.342,71
<b>Extraordinárias</b>	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	17.570.034,41	29,31	19.335.652,97
Déficit equacionado	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	1.765.618,55	2,48	3.531.237,11
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	15.804.415,86	26,83	15.804.415,86
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

### PARECER ATUARIAL DO PLANO

#### Qualidade da base cadastral:

Consideramos como de boa qualidade as informações do cadastro previdenciário recebidas. A base cadastral está posicionada em novembro de 2012, atualizada para dezembro de 2012.

#### Varição do resultado:

O Plano apresentou superávit técnico, que deverá ser contabilizado como Reservas de Contingência no valor de R\$2.106.121,55, após a utilização de parte do resultado dos investimentos para custeio do incremento das Provisões Matemáticas decorrente da alteração da taxa real de juros de 5,5% ao ano para 5,38% ao ano.

#### Natureza do resultado:

A rentabilidade nominal superou amplamente a meta atuarial, alcançando 19,14%, mais de 7 pontos percentuais superiores à meta atuarial de 12,04% (INPC + 5,5%).

#### Soluções para equacionamento de déficit:

Estabelecimento de contribuições extraordinárias, revisão do plano de custeio e aplicação de proporcionalidade, por equivalência atuarial, das pensões por morte concedidas a partir de abril de 2012, quando a substituição de cônjuges, ocorrida a partir de 1º de abril de 2006, agravar o risco do Plano. O serviço passado decorrente de eventuais crescimentos salariais superiores a hipótese, calculados cumulativamente, poderão, se relevantes, vir a ser cobrados da patrocinadora e participantes (paritariamente).

#### Adequação dos métodos de financiamento:

Em nossa opinião consideramos como adequados os métodos adotados.

#### Outros fatos relevantes:

A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT 2000 básica" masculina.



# DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

**ENTIDADE:** [34.268.789/0001-88] FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

**PLANO DE BENEFÍCIOS:** [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

**MOTIVO:** ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

**DATA DA AVALIAÇÃO:** 31/12/2013

**TIPO:** COMPLETA

<b>Atuário Responsável</b>			
SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO			
<b>MIBA:</b>	305	<b>MTE:</b>	305

DA transmitida à Previc em 21/03/2014 às 18:07:44

Número de protocolo : 008478

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

### INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 1979.0021-18	Sigla: BD ELETROBRÁS
Nome: PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
Situação: ATIVO / EM EXTINÇÃO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: BENEFÍCIO DEFINIDO	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO	
MIBA: 305	MTE: 305
Empresa: S TINOCO CONSULTORES ASSOCIADOS EM PREVIDENCIA COMPLEMENTAR LTDA.	

### INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação:	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO		
Data do cadastro:	31/12/2013	Data da Avaliação:	31/12/2013
Tipo: COMPLETA			
Observações:			
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):			
Quantidade de Grupos de Custeio: 1			

### INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses):	552
Observações:	
O Fluxo Atuarial foi projetado para cerca de 46 anos, atingindo então valor residual, evoluindo a massa de participantes, assistidos e pensionistas do Plano de Benefícios, por meio de tábuas biométricas e aposentando os participantes que preenchem as condições necessárias para se aposentarem.	



**CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS****Benefício:** BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(PROPORÇÃO)X(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(((ANOS DE FILIAÇÃO PARA PREVIDÊNCIA SOCIAL / 35)X SRB) - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

70% DA COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA

**DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL**

**GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. BD ELETROBRÁS**

**Patrocinadores e Instituidores**

CNPJ	Razão Social
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL

Participantes Ativos: 328	Tempo médio de contribuição (meses): 284
Folha de Salário de Participação: R\$ 39.526.165,90	Tempo médio para aposentadoria (meses): 62

**HIPÓTESES ATUARIAIS**

<b>Hipótese:</b> Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade
<b>Valor:</b> 0,97
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 0,97
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 0,97
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve divergência.
<b>Justificativa da EFPC:</b> A hipótese representa a expectativa de inflação semestral para o próximo exercício, tomando por base a variação do INPC.
<b>Opinião do atuário:</b> Manter a hipótese vigente.

<b>Hipótese:</b> Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas
<b>Valor:</b> Encargo Familiar - Hx - Experiência Eletros
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 0,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 0,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve divergência.
<b>Justificativa da EFPC:</b> O encargo médio familiar Hx é calculado considerando premissas atuariais definidas na avaliação atuarial, os dados cadastrais do Plano e os encargos decorrentes do benefício de pensão por morte, ajustados estatisticamente.
<b>Opinião do atuário:</b> Manter a hipótese vigente.

<b>Hipótese:</b> Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)
<b>Valor:</b> INPC (IBGE)
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b> 6,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b> 5,56
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> A divergência entre o valor esperado (6,00%) e o valor ocorrido (5,56%) no ano de 2013 é irrelevante e não afetou o resultado da avaliação atuarial do Plano.
<b>Justificativa da EFPC:</b> O indexador do Plano é o INPC conforme definição regulamentar.
<b>Opinião do atuário:</b> Manter a hipótese vigente.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b> Projeção de Crescimento Real de Salário	
<b>Valor:</b> 3,00	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	3,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	3,40
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
A taxa de crescimento real é de longo prazo e está convergindo para a hipótese adotada.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
Por força do regulamento os impactos decorrentes do aumento real são absorvidos à razão de 1/36 (SRB= média móvel dos últimos 36 meses).	
<b>Opinião do atuário:</b>	
A hipótese representa uma expectativa média de longo prazo e mostra-se adequada com o índice de reajuste coletivo da patrocinadora instituidora Eletrobras (Em 2013: dissídio de 7,29% + anuênio de 1%). Diante do exposto, optou-se por manter a hipótese vigente.	
<b>Hipótese:</b> Taxa Real Anual de Juros	
<b>Valor:</b> 5,50	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	5,50
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	-6,91
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
A rentabilidade do Plano (-1,73%) ficou abaixo da meta atuarial de 2013 equivalente a INPC + 5,38% (11,24%).	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
Ocorrência conjuntural, influenciado pelo segmento de Renda Fixa. Critério de marcação a mercado dos investimentos afetou negativamente o resultado. A taxa real de juros adotada está embasada na expectativa de rentabilidade de longo prazo, indicada para o Plano na política de investimentos da Fundação.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
Nas simulações com os fluxos projetados, o Plano se mostra resiliente à taxa média proposta de 5,50%. No início do exercício de 2014, parte expressiva da carteira de títulos federais foi contabilizada considerando-se marcação na curva acima da premissa de taxa de juros real vigente.	
<b>Hipótese:</b> Tábua de Entrada em Invalidez	
<b>Valor:</b> IAPB 57	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	1,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	0,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
O intervalo de confiança da variável, calculado considerando-se 95% de probabilidade de ocorrência, de [0;2,96] foi confirmado. A ocorrência desse evento constitui um processo estocástico.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
Grande parte da massa de participantes ativos do Plano está elegível ao benefício de aposentadoria, indicando que o impacto da premissa em questão não é significativo.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
A hipótese mostrou-se aderente historicamente e em razão do Plano estar fechado e a massa de participantes ativos exposta a esse risco ser reduzida, entendemos que a variação comportou-se dentro do esperado.	
<b>Hipótese:</b> Tábua de Mortalidade de Inválidos	
<b>Valor:</b> IAPB 57	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	1,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	1,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
Não houve divergência entre o esperado e o ocorrido.	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
A hipótese mostrou-se aderente historicamente.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
Manter a hipótese vigente.	

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b>	Tábua de Mortalidade Geral
<b>Valor:</b>	AT 2000
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	42,00
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	37,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	A divergência observada decorreu da simplificação metodológica na qual consideramos o grupo e a idade média do mesmo em 2012.
<b>Justificativa da EFPC:</b>	A hipótese mostrou-se aderente historicamente e é bastante conservadora.
<b>Opinião do atuário:</b>	Manter a hipótese vigente mitigando o risco da longevidade e a partir desse exercício calculamos o quantitativo esperado individualmente.

### HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários

Hipótese de Entrada em Aposentadoria

Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados

Hipótese sobre Rotatividade (Percentual)

Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS

Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano

Tábua de Morbidez

### BENEFÍCIOS

**Benefício:** BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	135	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	6.017,39
<b>Idade média dos assistidos:</b>	65		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 128.833.912,13
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 128.833.912,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 128.833.912,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 6.837.316,09
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL

**Quantidade de benefícios concedidos:** 41 **Valor médio do benefício (R\$):** 15.058,14

**Idade média dos assistidos:** 74

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 75.369.318,48
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 75.369.318,48
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 75.369.318,48
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE

**Quantidade de benefícios concedidos:** 21 **Valor médio do benefício (R\$):** 8.869,68

**Idade média dos assistidos:** 82

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 16.334.251,78
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 16.334.251,78
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 16.334.251,78
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ

**Quantidade de benefícios concedidos:** 55 **Valor médio do benefício (R\$):** 4.067,05

**Idade média dos assistidos:** 63

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 23.061.642,04
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 23.061.642,04
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 23.061.642,04
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 6.500.380,11
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO

**Quantidade de benefícios concedidos:** 1056 **Valor médio do benefício (R\$):** 9.338,80

**Idade média dos assistidos:** 69

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.383.527.613,17
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.383.527.613,17
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.383.527.613,17
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 250.812.628,13
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO

**Quantidade de benefícios concedidos:** 343 **Valor médio do benefício (R\$):** 5.975,58

**Idade média dos assistidos:** 68

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 250.663.139,24
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 250.663.139,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 250.663.139,24
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 25.122.601,11
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

### BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

<b>Custo do Ano (R\$):</b> 20.416.840,18	<b>Custo do Ano (%):</b> 27,51
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 14.965.951,91
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 14.965.951,91
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 1.710.272,33
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 1.710.272,33

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

### CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

<b>Custo Normal do Ano (R\$)</b>	<b>20.416.840,18</b>
<b>Custo Normal do Ano (%)</b>	<b>27,51</b>
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 2.133.710.353,80
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.877.789.876,84
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.877.789.876,84
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.604.065.095,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 273.724.781,28
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 255.920.476,96
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 227.718.040,40
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 257.649.944,22
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 14.965.951,91
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 14.965.951,91
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 28.202.436,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 31.622.981,22
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 1.710.272,33
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 1.710.272,33
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00



**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 125.453.998,72
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 37.546.595,22
Patrocinador (72 meses restantes)	R\$ 18.773.297,61
Participantes ativos (72 meses restantes)	R\$ 9.219.060,38
Assistidos (72 meses restantes)	R\$ 9.554.237,23
<b>Serviço passado</b>	R\$ 87.907.403,50
Patrocinador (72 meses restantes)	R\$ 87.907.403,50
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

**PATRIMÔNIO DE COBERTURA**

Patrimônio de Cobertura:	R\$ 1.804.711.486,76	Insuficiência de cobertura:	R\$ 203.544.868,32
--------------------------	----------------------	-----------------------------	--------------------

**FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO**

<b>Saldo</b>	R\$ 0,00
<b>Patrocinador</b>	R\$ 0,00
<b>Participantes Ativos</b>	R\$ 0,00
<b>Assistidos</b>	R\$ 0,00

**FONTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de</b>	<b>6.624.976,47</b>		<b>10.155.247,51</b>		<b>21.858.977,77</b>		<b>38.639.201,75</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	6.624.976,47	16,77	10.155.247,51	25,69	21.858.977,77	55,31	38.639.201,75
<b>Normais</b>	5.437.057,08	13,76	9.542.726,02	24,14	5.437.057,08	13,76	20.416.840,18
<b>Extraordinárias</b>	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	16.421.920,69	41,55	18.222.361,57
Déficit equacionado	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	1.800.440,88	4,56	3.600.881,76
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	14.621.479,81	36,99	14.621.479,81
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

**Data Início de Vigência:** 01/04/2014

**PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO**

**Evolução dos custos:**

A previsão de contribuições normais de participantes e aposentados reduziu de R\$ 16,1 milhões em 2013 para R\$ 15,0 milhões em 2014 em função do número considerável de aposentadorias e desligamentos decorrentes do PID (Programa de Incentivo ao Desligamento) das patrocinadoras Eletrobras e Cepel.

A seguir, informamos o Plano de Custeio aprovado pelo Conselho Deliberativo da Eletros, válido a partir de 01/04/2014:

- Contribuições normais para participantes ativos (custeio válido até 31/03/2014 que será mantido a partir de 01/04/2014):

8,16% do salário-real-de-contribuição até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social;  
17,13% da parcela do salário-real-de-contribuição entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 vezes esse valor;  
24,48% da parcela do salário-real-de-contribuição entre 3 vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 6 vezes esse valor;  
29,60% da parcela do salário-real-de-contribuição que exceder a 6 vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

Obs.: a) As faixas contributivas excedentes a 3 vezes o teto de contribuição para a Previdência Social são aplicáveis somente aos participantes não atingidos pelo limite de contribuição imposto no § 3º do artigo 15.

b) A contribuição abrange a remuneração relativa ao 13º salário e demais rubricas percebidas e que integram o salário-real-de-contribuição.

- Contribuições normais para assistidos (custeio válido até 31/03/2014):

Até o máximo de 2,5% (I) do complemento de aposentadoria até a metade do teto de contribuição para a Previdência Social;

Até o máximo de 3,0% (II) da parcela do complemento de aposentadoria compreendido entre a metade e o próprio valor do teto de contribuição para a Previdência Social;

Até o máximo de 6,3% (III) da parcela do complemento de aposentadoria entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 vezes esse valor;

Até o máximo de 9,0% (IV) da parcela do complemento de aposentadoria entre 3 vezes o teto de contribuição para a Previdência Social e 6 vezes esse valor;

Até o máximo de 19,0% (V) da parcela do complemento de aposentadoria que exceder a 6 vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

Conforme aprovado pelo Conselho Deliberativo da Eletros, para vigorar a partir de 01/04/2014:

- O percentual (II) será alterado para 3,70% em 01/04/2014, 4,40% em 01/01/2015 e 5,00% em 01/01/2016;

- O percentual (III) será alterado para 7,20% em 01/04/2014, 8,10% em 01/01/2015 e 9,00% em 01/01/2016;

- O percentual (IV) será alterado para 11,00% em 01/04/2014, 13,00% em 01/01/2015 e 15,00% em 01/01/2016.

Ressaltamos que, por se tratar de um Plano de Benefício Definido, o Plano de Custeio deve ser revisto anualmente, em função do método de financiamento atual (agregado).

Dotações Adicionais Relativas a Serviço Passado de Responsabilidade de Patrocinadora:

- Serviço passado relativo à Atividade Especial

R\$ 4.800.735,41 a ser integralizado na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

- Serviço passado relativo à exigência regulamentar (artigo 61 do Regulamento):

R\$ 83.106.668,09 a ser integralizado na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

Contribuições Extraordinárias:

3,0054% incidindo sobre o salário-real-de-contribuição dos participantes e sobre o valor do benefício de complementação Eletros dos aposentados a partir do fechamento do Plano a novas adesões.

A sobrecarga administrativa de 3,00% incide sobre as contribuições normais e extraordinárias. Adicionalmente, incide sobre o Patrimônio do Plano a taxa de 0,5% ao ano.

**Varição das provisões matemáticas:**

As Provisões Matemáticas evoluíram de R\$ 2.089,8 milhões para R\$ 2.133,7 milhões.

Alteração da massa de participantes, da premissa de taxa real de juros, do Plano de Custeio, junto aos benefícios pagos, juros e inflação no período, entre outros fatores, justificam a oscilação observada.

**Principais riscos atuariais:**

Os riscos atuariais do Plano foram mitigados pelo equacionamento obtido a partir das contribuições extraordinárias futuras, ajustes no Plano de Custeio Normal e adoção de premissa de taxa real de juros alinhada com a política de investimentos da Fundação.

Pensões por morte que tenham registrado alteração de beneficiários cadastrados na Eletros a partir de

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

01/04/2006 (fechamento do Plano), cujo risco tenha sido agravado por essa alteração, estarão sujeitos à cálculo de proporcionalidade por equivalência atuarial na concessão do benefício de pensão.

### Soluções para insuficiência de cobertura:

Conforme estabelecido na Resolução CNPC Nº 13, de 04 de novembro de 2013, será estabelecido até o encerramento do exercício de 2014 o Plano para equacionamento da insuficiência de Cobertura apresentada nesta demonstração (R\$ 203,5 milhões), que correspondeu a 10,14% das Provisões Matemáticas do Plano (líquidas das Provisões Matemáticas a Constituir).

**INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**

Participantes ativos do plano: 328
Tempo médio de contribuição do plano (meses): 284
Tempo médio para aposentadoria do plano (meses): 62

**TOTAL DAS RESERVAS**

<b>Custo Normal do Ano</b>	R\$ 20.416.840,18
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 2.133.710.353,80
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.877.789.876,84
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 1.877.789.876,84
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.604.065.095,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 273.724.781,28
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 255.920.476,96
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 227.718.040,40
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 257.649.944,22
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 14.965.951,91
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 14.965.951,91
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 28.202.436,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 31.622.981,22
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 1.710.272,33
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 1.710.272,33
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 125.453.998,72
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 37.546.595,22
Patrocinador	R\$ 18.773.297,61
Participantes ativos	R\$ 9.219.060,38
Assistidos	R\$ 9.554.237,23
<b>Serviço passado</b>	R\$ 87.907.403,50
Patrocinador	R\$ 87.907.403,50
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

**RESULTADO DO PLANO**

<b>Resultado do exercício</b>	-R\$ 203.544.868,32
<b>Déficit Técnico</b>	R\$ 203.544.868,32
<b>Superávit Técnico</b>	R\$ 0,00
Reserva de Contingência	R\$ 0,00
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

**FUNTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de recursos</b>	<b>6.624.976,47</b>		<b>10.155.247,51</b>		<b>21.858.977,77</b>		<b>38.639.201,75</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	6.624.976,47	16,77	10.155.247,51	25,69	21.858.977,77	55,31	38.639.201,75
<b>Normais</b>	5.437.057,08	13,76	9.542.726,02	24,14	5.437.057,08	13,76	20.416.840,18
<b>Extraordinárias</b>	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	16.421.920,69	41,55	18.222.361,57
Déficit equacionado	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	1.800.440,88	4,56	3.600.881,76
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	14.621.479,81	36,99	14.621.479,81
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

## **PARECER ATUARIAL DO PLANO**

### **Qualidade da base cadastral:**

Os dados individuais, posicionados em 31/12/2013, dos Participantes e Beneficiários do Plano foram, após a realização de testes apropriados e devidos acertos efetuados, considerados adequados para fins desta avaliação atuarial.

### **Regras de constituição e reversão dos fundos previdenciais:**

O Plano não possui fundos previdenciais.

### **Variação do resultado:**

Apesar da alteração da premissa de taxa real de juros do Plano de 5,38% a.a. (em 31/12/2012) para 5,50% (em 31/12/2013), o resultado do exercício foi negativo em R\$ 203,5 milhões em função da rentabilidade dos ativos do Plano ter sido bem inferior a meta atuarial. Decorreu do efeito conjuntural dos resultados dos investimentos, mitigado pela otimização da alocação dos recursos.

### **Natureza do resultado:**

A rentabilidade do Plano (-1,73%) ficou abaixo da meta atuarial de 2013 equivalente a INPC + 5,38% (11,24%). O desempenho negativo da carteira de renda fixa ocorreu em função da marcação dos títulos a mercado, cujos resultados foram influenciados pela alta dos juros no ano de 2013.

### **Soluções para equacionamento de déficit:**

Estabelecimento de contribuições extraordinárias.

No início do exercício de 2014, parte expressiva da carteira de títulos federais foi contabilizada considerando-se marcação na curva acima da premissa de taxa de juros real vigente.

O serviço passado decorrente de eventuais crescimentos salariais muito superiores às hipóteses adotadas, calculados cumulativamente, poderão, se relevantes, vir a ser cobrados da patrocinadora e participantes (paritariamente).

### **Adequação dos métodos de financiamento:**

Informamos que não ocorreram alterações nos Métodos de Financiamento adotados, com relação à avaliação atuarial realizada no exercício anterior, sendo, portanto, todos considerados adequados.

### **Outros fatos relevantes:**

A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina.

Efetuuou-se a revisão do plano de custeio.

Haverá aplicação de proporcionalidade, por equivalência atuarial, das pensões por morte concedidas a partir de abril de 2012, quando a substituição de beneficiários agravar o risco do Plano.

Para cálculo das estatísticas referentes ao benefício de "Complementação de pensão" foram utilizados os grupos familiares do participante gerador.

Os percentuais expressos nos itens "Fonte de Recursos" e "Custo do ano" foram calculados baseados na Folha de Salário de Participação.





# DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

**ENTIDADE:** [34.268.789/0001-88] ELETROS FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL

**PLANO DE BENEFÍCIOS:** [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

**MOTIVO:** ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

**DATA DA AVALIAÇÃO:** 31/12/2011

**TIPO:** COMPLETA

<b>Atuário Responsável</b>			
HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH			
<b>MIBA:</b>	1029	<b>MTE:</b>	1029

DA transmitida à Previc em 26/03/2012 às 14:16:21

Número de protocolo : 000548

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

### INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: ELETROS FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL	

PLANO	
CNPB: 2006.0015-74	Sigla: CD ELETROBRÁS
Nome: PLANO DE CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	
Situação: ATIVO / EM FUNCIONAMENTO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH	
MIBA: 1029	MTE: 1029
Empresa:	

### INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação:	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO	
Data do cadastro:	31/12/2011	Data da Avaliação: 31/12/2011
Tipo:	COMPLETA	
Observações:		
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):		

**CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS**

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO
<b>Benefício Programado:</b> SIM
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> RENDA MENSAL VITALÍCIA, REVERSÍVEL EM PENSÃO POR MORTE, CALCULADA CONFORME DEFINIDO NOS ARTIGOS 44 E 45 DO REGULAMENTO DO PLANO CD ELETROBRÁS.

<b>Benefício:</b> CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> REPARTIÇÃO SIMPLES
<b>Método de Financiamento:</b>
<b>Nível Básico do Benefício:</b> O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$ , ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DA ENTRADA EM BENEFÍCIO DE RENDA POR INVALIDEZ, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLETAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESENTA).

<b>Benefício:</b> CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> REPARTIÇÃO SIMPLES
<b>Método de Financiamento:</b>
<b>Nível Básico do Benefício:</b> O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$ , ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DO FALECIMENTO, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLETAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESENTA).

<b>Benefício:</b> RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

<b>Benefício:</b> RENDA MENSAL POR INVALIDEZ
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE

**Benefício Programado:** NÃO

**Regime:** CAPITALIZAÇÃO

**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DA IDADE, E DA TAXA DE JUROS.

**Benefício:** RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA

**Benefício Programado:** SIM

**Regime:** CAPITALIZAÇÃO

**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

**DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL****GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. CD Eletrobras**

Patrocinadores e Instituidores	
CNPJ	Razão Social
00.001.180/0002-07	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
34.268.789/0001-88	ELETROS FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - CEPEL

<b>Participantes Ativos:</b>	1461
<b>Folha de Salário de Participação:</b>	R\$ 170.521.151,14

**HIPÓTESES ATUARIAIS****Hipótese:** Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade**Valor:** 0,98**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 0,98**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,97**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Verificamos que a variação acumulada do indexador inflacionário no exercício foi de 6,08%, enquanto a projeção do Banco Central, para a taxa de inflação medida pelo INPC e projetada para o ano de 2011 era de aproximadamente 4,5% ao ano. Essa hipótese reflete a perda média do poder aquisitivo verificada entre 2 períodos de reajuste, decorrente do efeito inflacionário, determinado no longo prazo como sendo entre 3,5% e 5,5% a.a.

**Justificativa da EFPC:**

A justificativa foi apresentada no comentário.

**Opinião do atuário:**

Considerando que as hipóteses atuariais devem ser adotadas considerando a ótica de longo prazo recomendamos a manutenção da hipótese para o próximo exercício.

**Hipótese:** Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas**Valor:** Definição de beneficiários conforme opção do participante.**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 0,00**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,00**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Não se apura divergência nesta hipótese, uma vez que os beneficiários (dependentes) são definidos pelos participantes.

**Justificativa da EFPC:**

Aplica-se o critério definido em Regulamento.

**Opinião do atuário:**

Trata-se de procedimento adequado às boas práticas a utilização de base cadastral atualizada.

**Hipótese:** Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)**Valor:** COTAS DO PATRIMONIO**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 11,36**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 9,52**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Os recursos previdenciários do Plano referentes aos benefícios de prestação continuada podem ser aplicados em diferentes perfis de investimentos num total de 5 (cinco) perfis. A maior parte deste Patrimônio, por opção dos participantes do Plano encontra-se aplicada no perfil "CD ELETROS", cujo % em renda variável poderia variar de 10% a 35% e 65% a 90% para renda fixa. A rentabilidade da cota deste perfil foi de 9,52%, ficando abaixo da meta atuarial - INPC + 6,00% (12,44% em 2011). O Patrimônio de Cobertura dos Benefícios Saldados é aplicado conforme previsto na política de investimento, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Eletros. A rentabilidade da cota para este Patrimônio foi de 12,79% e superou a meta atuarial - INPC + 5,50% (11,91% em 2011).

**Justificativa da EFPC:**

O desempenho dos investimentos em 2011 foi bastante influenciado pelo baixo rendimento do setor de renda variável, que correspondeu, em média a aproximadamente 25% da carteira de investimentos. Em função da existência de diferentes perfis de investimentos do plano, o resultado global dos investimentos foi, em parte determinado pelo apetite ao risco dos participantes. O segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, escolhido pela maioria absoluta dos participantes, apresentou um desempenho de -15,17%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Empréstimos aos participantes, e Investimentos Estruturados apresentaram resultado acumulado no ano de respectivamente 13,66%, 16,33% e 11,04%.

Destaca-se a rentabilidade do segmento Imóveis (reavaliados em 2011), que obteve o elevado índice de 149,47%.

**Opinião do atuário:**

Manter a hipótese atual até que seja alterado o Regulamento do Plano. A determinação do valor dos benefícios de renda mensal deve seguir a previsão da taxa real anual de juros alinhada à tendência esperada no mercado financeiro, entretanto a variação da cota refletirá diretamente no valor dos reajustes dos benefícios de prestação continuada previstos neste Plano e será determinada pelos resultados dos investimentos aplicados segundo a política de investimentos aprovada para 2012.

**Hipótese:** Taxa Real Anual de Juros

**Valor:** 6,00

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 6,00

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 3,24

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Os recursos previdenciários do Plano referentes aos benefícios de prestação continuada podem ser aplicados em diferentes perfis de investimentos num total de 5 (cinco) perfis. A maior parte deste Patrimônio, por opção dos participantes do Plano encontra-se aplicada no perfil "CD ELETROS", cujo % em renda variável poderia variar de 10% a 35% e 65% a 90% para renda fixa. A rentabilidade da cota deste perfil foi de 9,52%, ficando abaixo da meta atuarial - INPC + 6,00% (12,44% em 2011). O Patrimônio de Cobertura dos Benefícios Saldados é aplicado conforme previsto na política de investimento, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Eletros. A rentabilidade da cota para este Patrimônio foi de 12,79% e superou a meta atuarial - INPC + 5,50% (11,91% em 2011).

**Justificativa da EFPC:**

O desempenho dos investimentos em 2011 foi bastante influenciado pelo baixo rendimento do setor de renda variável, que correspondeu, em média a aproximadamente 25% da carteira de investimentos. Em função da existência de diferentes perfis de investimentos do plano, o resultado global dos investimentos foi, em parte determinado pelo apetite ao risco dos participantes. O segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, escolhido pela maioria absoluta dos participantes, apresentou um desempenho de -15,17%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Empréstimos aos participantes, e Investimentos Estruturados apresentaram resultado acumulado no ano de respectivamente 13,66%, 16,33% e 11,04%. Destaca-se a rentabilidade do segmento Imóveis (reavaliados em 2011), que obteve o elevado índice de 149,47%.

**Opinião do atuário:**

Manter a hipótese atual até que seja alterado o Regulamento do Plano. A determinação do valor dos benefícios de renda mensal deve seguir a previsão da taxa real anual de juros alinhada à tendência esperada no mercado financeiro, entretanto a variação da cota refletirá diretamente no valor dos reajustes dos benefícios de prestação continuada previstos neste Plano e será determinada pelos resultados dos investimentos aplicados segundo a política de investimentos aprovada para 2012.

**Hipótese:** Tábua de Entrada em Invalidez

**Valor:** LIGHT

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 4,68

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,00

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

A tábua de Entrada em Invalidez utilizada é a "LIGHT FRACA". Observamos que a tábua utilizada projetou um número de entradas em invalidez maior do que o observado no último exercício.

**Justificativa da EFPC:**

Utilizamos a "LIGHT FRACA" por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC. Adicionalmente a utilização desta hipótese justifica-se em função da importância segurada relativa ao Pecúlio de Invalidez Permanente ser relevante.

**Opinião do atuário:**

Manter a hipótese atual.

**Hipótese:** Tábua de Mortalidade de Inválidos

**Valor:** IAPB 55

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 0,00

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,00

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Não há diferença entre o esperado e o ocorrido.

**Justificativa da EFPC:**

O tamanho da massa de participantes não é suficiente para, isoladamente, determinar a adoção de uma determinada hipótese para a Mortalidade de Inválidos. Utilizamos a "IAPB-55" por conservadorismo, visto que se trata de uma tábua utilizada pelo mercado para estimativa da Mortalidade de Inválidos quando não se possui estatísticas suficientes, com elevada expectativa de mortalidade.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

**Opinião do atuário:**

Manter a tábua atual.

**Hipótese:** Tábua de Mortalidade Geral

**Valor:** AT 2000

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 5,57

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 2,00

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina. Observamos que a tábua projetou um número de falecimentos maior do que o observado no último exercício.

**Justificativa da EFPC:**

Utilizamos a "AT-2000 básica" masculina por estar em consonância com a Resolução CGPC Nº 18/2006.

**Opinião do atuário:**

Manter a tábua atual.

**HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO**

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários

Hipótese de Entrada em Aposentadoria

Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados

Hipótese sobre Rotatividade (Percentual)

Projeção de Crescimento Real de Salário

Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS

Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano

Tábua de Morbidez

**BENEFÍCIOS**

**Benefício:** BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD

**Quantidade de benefícios concedidos:** 0 **Valor médio do benefício:** R\$ 0,00

**Idade média dos assistidos:** 0 **Custo do Ano:** R\$ 0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário: \_\_\_\_\_

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

<b>Benefício:</b>	RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE		
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	10	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 3.089,31
<b>Idade média dos assistidos:</b>	38	<b>Custo do Ano:</b>	R\$ 0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 6.112.208,72
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 6.112.208,72
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 6.112.208,72
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 6.112.208,72
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

<b>Benefício:</b>	RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA		
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	153	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 8.768,26
<b>Idade média dos assistidos:</b>	60	<b>Custo do Ano:</b>	R\$ 33.541.510,43

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 670.431.190,22
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 155.042.501,38
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 130.508.286,14
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 130.508.286,14
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 24.534.215,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 24.534.215,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 515.388.688,84
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 515.388.688,84
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 374.548.927,97
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 140.839.760,87
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00



## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	85	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 5.886,84
<b>Idade média dos assistidos:</b>	59		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 88.281.819,18
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 88.281.819,18
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 79.156.437,40
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 9.125.381,78
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 141.521.068,67
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 12.360.370,06
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

<b>Benefício:</b> CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano:</b>	R\$ 375.146,53

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

<b>Benefício:</b>	CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE		
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano:</b>	R\$ 341.042,30

<b>Provisões Matemáticas</b>		R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>		R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>		R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos		R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>		R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>		R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor		R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>		R\$ 0,00

<b>Benefício:</b>	RENDA MENSAL POR INVALIDEZ		
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	1	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 5.326,74
<b>Idade média dos assistidos:</b>	55	<b>Custo do Ano:</b>	R\$ 0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>		R\$ 1.075.454,08
<b>Benefícios Concedidos</b>		R\$ 1.075.454,08
<b>Contribuição Definida</b>		R\$ 1.075.454,08
Saldo de Conta dos Assistidos		R\$ 1.075.454,08
<b>Benefício Definido</b>		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos		R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>		R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>		R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor		R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>		R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>		R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>		R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

<b>Benefício:</b> RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE			
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício:</b>	R\$ 0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano:</b>	R\$ 0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

### BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

<b>Custo do Ano:</b>	R\$ 0,00
----------------------	----------

<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00

**CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. CD Eletrobras**

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 919.782.110,93
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 250.511.983,36
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 137.695.948,94
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 137.695.948,94
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 112.816.034,42
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 103.690.652,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 9.125.381,78
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 669.270.127,57
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 515.388.688,84
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 374.548.927,97
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 140.839.760,87
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 141.521.068,67
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 141.521.068,67
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 12.360.370,06
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 12.360.370,06
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 12.781.681,84
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 12.781.681,84
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 12.781.681,84
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

### Patrimônio de Cobertura

Patrimônio de Cobertura:	R\$ 907.000.429,09	Insuficiência de cobertura:	R\$ 0,00
--------------------------	--------------------	-----------------------------	----------

### FUNDOS PREVIDENCIAIS ATUARIAIS

Finalidade	Fundo de Riscos	
Fonte de custeio	Contribuições para benefícios não programáveis	
Recursos recebidos no exercício		R\$ 26.534.783,41
Recursos utilizados no exercício		R\$ 0,00
Saldo		R\$ 26.534.783,41

Finalidade	Fundo de Restituição	
Fonte de custeio	Valores pendentes de ex-participantes	
Recursos recebidos no exercício		R\$ 35.917,83
Recursos utilizados no exercício		R\$ 0,00
Saldo		R\$ 35.917,83

### FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO

Saldo		R\$ 0,00
Patrocinador		R\$ 0,00
Participantes Ativos		R\$ 0,00
Assistidos		R\$ 0,00

**FONTE DOS RECURSOS**

**Custo Normal do Ano** **R\$ 34.257.699,26**

	Participantes	Assistidos	Patrocinador	Total
<b>Total de recursos</b>	<b>R\$ 17.128.849,63</b>	<b>R\$ 0,00</b>	<b>R\$ 17.128.849,63</b>	<b>R\$ 34.257.699,26</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	R\$ 17.128.849,63	R\$ 0,00	R\$ 17.128.849,63	R\$ 34.257.699,26
<b>Normais</b>	R\$ 17.128.849,63		R\$ 17.128.849,63	R\$ 34.257.699,26
<b>Extraordinárias</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Déficit equacionado	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Serviço Passado	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Outras Finalidades	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Utilização de fundos</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Exigência regulamentar	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Destinação de reserva especial	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00

**PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO**

**Evolução dos custos:**

As Contribuições Previdenciárias Normais não incluem o custo referente às despesas administrativas estimadas em 0,63% da folha salarial para o próximo exercício. As Contribuições Previdenciárias Normais dos participantes e patrocinador para o próximo exercício foram estimadas em 20,09% (10,045% para os participantes e 10,045% para o patrocinador), enquanto na avaliação atuarial anterior o percentual era de 20,93% (10,465% para os participantes e 10,465% para o patrocinador). Ressaltamos que as contribuições são calculadas baseadas nos percentuais definidos pelos participantes e que os mesmos podem alterar tais percentuais a qualquer momento. Tendo em vista não ter havido no exercício de 2011 a concessão de benefícios não programáveis decorrentes de falecimento de participantes ativos ou entrada em invalidez total permanente, a receita proveniente das contribuições para estes benefícios de risco, acrescidas da rentabilidade auferida no plano sobre o saldo já existente em 31/12/2010, está sendo proposta a redução de 1 (um) ponto percentual no custeio de risco, aplicado sobre as contribuições básicas mensais de participantes ativos, incluindo os autopatrocinados.

**Varição das provisões matemáticas:**

Com exceção da parcela referente ao Benefício Proporcional Diferido Saldado, as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos. Com isso não haverá resultado positivo ou negativo no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia.

**Principais riscos atuariais:**

Os benefícios de risco deste Plano são: Crédito Adicional por Invalidez e Crédito Adicional por Morte. Tais benefícios são avaliados pelo Método de Repartição Simples. No último exercício o valor gasto

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2011

TIPO: COMPLETA

com pagamento de tais benefícios foi nulo.

**Soluções para insuficiência de cobertura:**

**INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**

**TOTAL DAS RESERVAS**

<b>Custo Normal do Ano</b>	R\$ 34.257.699,26
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 919.782.110,93
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 250.511.983,36
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 137.695.948,94
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 137.695.948,94
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 112.816.034,42
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 103.690.652,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 9.125.381,78
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 669.270.127,57
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 515.388.688,84
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 374.548.927,97
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 140.839.760,87
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 141.521.068,67
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 141.521.068,67
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 12.360.370,06
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 12.360.370,06
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00



**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 12.781.681,84
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 12.781.681,84
<b>Serviço passado</b>	R\$ 12.781.681,84
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

**RESULTADO DO PLANO**

<b>Resultado do exercício</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit Técnico</b>	R\$ 0,00
<b>Superávit Técnico</b>	R\$ 0,00
Reserva de Contingência	R\$ 0,00
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

**FUNTE DOS RECURSOS**

Custo Normal do Ano				
	Participantes	Assistidos	Patrocinador	Total
<b>Total de recursos</b>	<b>R\$ 17.128.849,63</b>	<b>R\$ 0,00</b>	<b>R\$ 17.128.849,63</b>	<b>R\$ 34.257.699,26</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	R\$ 17.128.849,63	R\$ 0,00	R\$ 17.128.849,63	R\$ 34.257.699,26
<b>Normais</b>	R\$ 17.128.849,63		R\$ 17.128.849,63	R\$ 34.257.699,26
<b>Extraordinárias</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Déficit equacionado	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Serviço Passado	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Outras Finalidades	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Utilização de fundos</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Exigência regulamentar	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Destinação de reserva especial	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00

### PARECER ATUARIAL DO PLANO

#### Qualidade da base cadastral:

Os dados individuais, posicionados em 31/12/2011, dos Participantes e Beneficiários do Plano foram, após a realização de testes apropriados e devidos acertos efetuados, considerados adequados para fins desta avaliação atuarial.

#### Varição do resultado:

Com exceção da parcela referente ao Benefício Proporcional Diferido Saldado, as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos. Com isso não haverá resultado positivo ou negativo no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia.

#### Natureza do resultado:

Não aplicável.

#### Soluções para equacionamento de déficit:

#### Adequação dos métodos de financiamento:

Informamos que não ocorreram alterações nos Métodos de Financiamento, com relação à avaliação atuarial realizada no exercício anterior.

#### Outros fatos relevantes:

A tábua de Entrada em Invalidez utilizada é a "LIGHT FRACA". A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina. Até a presente data não houve concessão de renda vitalícia para o "Plano CD Puro", referente à modalidade de benefício calculado em função do número de cotas acumuladas individualmente. A modalidade "Plano CD Puro" é avaliada com base na taxa de juros de 6,00% ao ano enquanto que a modalidade "Plano CD Saldado" é avaliada com base na taxa de juros de 5,5% ao ano. Define-se "Plano CD Puro" como sendo a modalidade de Contribuição Definida clássica, ou seja, composta por participantes e assistidos com seus respectivos saldos individuais acrescido da previsão em Regulamento dos benefícios de risco. Define-se "Plano CD Saldado" como sendo a modalidade de Plano de Benefícios correspondente ao grupo de participantes e assistidos que durante o período de migração para este Plano optaram pelo saldamento de seus benefícios no Plano de origem (Plano BD) e migraram as respectivas reservas para este Plano, na proporção de 50% ou 100% do seu direito acumulado dando origem ao Benefício Proporcional Diferido Saldado (BPDS) previsto para ser pago na data provável de aposentadoria no Plano BD considerando a respectiva elegibilidade ao benefício programado. Ressalta-se que os benefícios saldados a conceder deste Plano podem, conforme previsão regulamentar, ter seus valores majorados ou reduzidos em função da postergação ou antecipação do recebimento dos benefícios por opção dos participantes em relação à data inicialmente prevista para pagamento dos mesmos. Como consequência, os valores das Provisões Matemáticas podem sofrer oscilações. Outro fator que poderá implicar na majoração das Provisões Matemáticas são as cobranças relativas às diferenças de Reservas Matemáticas calculadas em função do reconhecimento pela Previdência Social de atividade especial dos participantes migrados para este Plano. As oscilações são refletidas no Fundo de Risco.



# DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

**ENTIDADE:** [34.268.789/0001-88] FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

**PLANO DE BENEFÍCIOS:** [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

**MOTIVO:** ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

**DATA DA AVALIAÇÃO:** 31/12/2012

**TIPO:** COMPLETA

<b>Atuário Responsável</b>	
HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH	
<b>MIBA:</b> 1029	<b>MTE:</b> 1029

DA transmitida à Previc em 26/03/2013 às 14:25:37

Número de protocolo : 004567

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

### INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 2006.0015-74	Sigla: CD ELETROBRÁS
Nome: PLANO DE CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	
Situação: ATIVO / EM FUNCIONAMENTO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH	
MIBA: 1029	MTE: 1029
Empresa:	

### INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO	
Data do cadastro: 31/12/2012	Data da Avaliação: 31/12/2012
Tipo: COMPLETA	
Observações:	
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):	

### INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses):	186
Observações:	
O Duration (de Macauley) do Passivo foi calculado considerando as premissas atuariais definidas nesta DA. Para projeção do fluxo de pagamento dos benefícios dos futuros assistidos foi considerada a hipótese de 55 anos de idade para entrada em aposentadoria e a que a opção dos mesmos será pelo benefício de renda certa até os 75 anos.	

### CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO
<b>Benefício Programado:</b> SIM
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> RENDA MENSAL VITALÍCIA, REVERSÍVEL EM PENSÃO POR MORTE, CALCULADA CONFORME DEFINIDO NOS ARTIGOS 44 E 45 DO REGULAMENTO DO PLANO CD ELETROBRÁS.

<b>Benefício:</b> CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> REPARTIÇÃO SIMPLES
<b>Método de Financiamento:</b>
<b>Nível Básico do Benefício:</b> O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$ , ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DA ENTRADA EM BENEFÍCIO DE RENDA POR INVALIDEZ, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLETAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESENTA).

<b>Benefício:</b> CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> REPARTIÇÃO SIMPLES
<b>Método de Financiamento:</b>
<b>Nível Básico do Benefício:</b> O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$ , ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DO FALECIMENTO, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLETAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESENTA).

<b>Benefício:</b> RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

<b>Benefício:</b> RENDA MENSAL POR INVALIDEZ
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE

**Benefício Programado:** NÃO

**Regime:** CAPITALIZAÇÃO

**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DA IDADE, E DA TAXA DE JUROS.

**Benefício:** RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA

**Benefício Programado:** SIM

**Regime:** CAPITALIZAÇÃO

**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

**DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL**

**GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. CD Eletrobras**

**Patrocinadores e Instituidores**

CNPJ	Razão Social
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
00.001.180/0002-07	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL
<b>Participantes Ativos:</b>	1474
<b>Folha de Salário de</b>	R\$ 206.785.056,27

**HIPÓTESES ATUARIAIS**

**Hipótese:** Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade

**Valor:** 0,98

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 0,98

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,97

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Verificamos que a variação acumulada do indexador inflacionário no exercício foi de 6,20%, enquanto a projeção do Banco Central, para a taxa de inflação medida pelo INPC e projetada para o ano de 2012 era de cerca de 5,0%. Para 2013, projetou-se o INPC em 5,55%.

**Justificativa da EFPC:**

Essa hipótese reflete a perda média do poder aquisitivo do benefício de aposentadoria, verificada entre 2 períodos de reajuste, decorrente do efeito inflacionário, determinado no longo prazo como sendo entre 3,5% e 5,5% a.a.

**Opinião do atuário:**

Considerando que as hipóteses atuariais devem ser adotadas considerando a ótica de longo prazo recomendamos a manutenção da hipótese para o próximo exercício.

**Hipótese:** Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas

**Valor:** Definição de beneficiários conforme opção do participante.

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 0,00

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,00

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Não se apura divergência nesta hipótese, uma vez que os beneficiários (dependentes) são definidos pelos participantes.

**Justificativa da EFPC:**

Aplica-se o critério definido em Regulamento.

**Opinião do atuário:**

Trata-se de procedimento adequado às boas práticas a utilização de base cadastral atualizada.

**Hipótese:** Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)

**Valor:** COTAS DO PATRIMONIO

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 9,99

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 11,70

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Os recursos previdenciários referentes aos benefícios de prestação continuada podem ser aplicados em diferentes perfis de investimentos num total de 5 perfis. A maior parte deste Patrimônio, por opção dos participantes encontra-se aplicada no perfil "CD ELETROS", cujo % em renda variável poderia variar de 10% a 35% e 90% a 65% para renda fixa. A rentabilidade da cota deste perfil foi de 11,70%, superando a meta atuarial = INPC + 4,20% (10,66% em 2012). O Patrimônio de Cobertura dos Benefícios Saldados é aplicado conforme previsto na política de investimento, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Eletros. A rentabilidade da cota para este Patrimônio foi de 12,33% e superou a meta atuarial = INPC + 5,50% (12,04% em 2012). Para 2013, a previsão do INPC foi de 5,55%.

**Justificativa da EFPC:**

O segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, escolhido pela maioria absoluta dos participantes, apresentou um desempenho de 6,80%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Empréstimos aos participantes, e Investimentos Estruturados apresentaram resultado acumulado no ano de respectivamente 13,58%, 13,88% e 11,14% em função da queda de juros e da marcação dos títulos a mercado, a carteira de renda fixa teve um excelente desempenho. Entretanto, para 2013, com tendência de estabilidade da taxa de juros nos níveis atuais, a previsão para 2013 é menos otimista. Destaca-se



a rentabilidade do segmento Imóveis (reavaliados em 2012), que obteve o elevado índice de 18,43%.

### Opinião do atuário:

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 6,00% a.a. no encerramento do exercício 2011 foi alterada, com vigência a partir de 06 de julho de 2012, para a taxa de 4,20% a.a. conforme DA extraordinária de 31/07/2012. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 5,50% a.a. no encerramento do exercício de 2011 foi alterada para 4,90% a.a. em 31/12/2012. Esta demonstra o conservadorismo adotado pela Entidade tendo como premissa o alinhamento da taxa de juros do plano com as rentabilidades reais de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação.

**Hipótese:** Taxa Real Anual de Juros

**Valor:** 4,20

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 4,20

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 5,18

### Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

O bom desempenho da carteira de investimentos justificou a variação apresentada em um cenário de queda da taxa real de juros em 2012 na economia brasileira.

### Justificativa da EFPC:

A premissa adotada reflete o conservadorismo, alinhado à tendência de queda de juros de longo prazo.

### Opinião do atuário:

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 6,00% a.a. no encerramento do exercício 2011 foi alterada, com vigência a partir de 06 de julho de 2012, para a taxa de 4,20% a.a. conforme DA extraordinária de 31/07/2012. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 5,50% a.a. no encerramento do exercício de 2011 foi alterada para 4,90% a.a. em 31/12/2012. Esta demonstra o conservadorismo adotado pela Entidade tendo como premissa o alinhamento da taxa de juros do plano com as rentabilidades reais de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação.

**Hipótese:** Tábua de Entrada em Invalidez

**Valor:** LIGHT

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 10,54

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,00

### Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A tábua de Entrada em Invalidez utilizada é a "LIGHT FRACA". Observamos que a tábua utilizada projetou para o exercício de 2012 um número de entradas em invalidez (4,68) maior do que o observado no último exercício (0).

### Justificativa da EFPC:

Utilizamos a "LIGHT FRACA" por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.

### Opinião do atuário:

Manter a hipótese atual. A quantidade esperada para o exercício justifica-se por haver participantes com idade superior à 60 anos, implicando em uma probabilidade mais elevada e próxima à data limite da tábua (70 anos) que atinge a probabilidade de entrada em invalidez igual a 100%.

**Hipótese:** Tábua de Mortalidade de Inválidos

**Valor:** AT 49

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 0,01

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,00

### Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não houve diferença entre o esperado e o ocorrido no último exercício.

### Justificativa da EFPC:

A tábua foi alterada neste exercício para a "AT-49" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.

### Opinião do atuário:

Utilizar a tábua "AT-49" masculina, uma vez que os testes de aderência de hipóteses realizados rejeitaram as tábuas de mortalidade de inválidos mais utilizadas.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b>	Tábua de Mortalidade Geral
<b>Valor:</b>	AT 2000
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	6,18
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	5,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina. Observamos que a tábua utilizada projetou para o exercício de 2012 um número de falecimentos (5,57) pouco maior do que o observado no último exercício (5).	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
Utilizamos a "AT-2000 básica" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
Manter a hipótese atual, por estar aderente à massa, conforme estudo de aderência realizados.	

### HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS  
Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários  
Hipótese de Entrada em Aposentadoria  
Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados  
Hipótese sobre Rotatividade (Percentual)  
Projeção de Crescimento Real de Salário  
Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS  
Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano  
Tábua de Morbidez

### BENEFÍCIOS

<b>Benefício:</b>	BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD		
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 14.454.132,55
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 14.454.132,55
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 14.454.132,55
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 10.138.939,83
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 4.315.192,72
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário: \_\_\_\_\_

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	91	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	5.986,53
<b>Idade média dos assistidos:</b>	61		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 100.737.498,28
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 100.737.498,28
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 89.935.152,86
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 10.802.345,42
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 160.865.220,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 15.617.601,94
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**Benefício:** CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	454.927,12
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,22

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	4	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	135.967,10
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	434.248,62
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,21

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	20	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	2.088,21
<b>Idade média dos assistidos:</b>	39	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 8.203.304,77
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 8.203.304,77
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 8.203.304,77
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 8.203.304,77
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL POR INVALIDEZ

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	1	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	5.593,08
<b>Idade média dos assistidos:</b>	56	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.116.236,77
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.116.236,77
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 1.116.236,77
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 1.116.236,77
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	181	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	4.829,41
<b>Idade média dos assistidos:</b>	60	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	41.749.902,86
		<b>Custo do Ano (%):</b>	20,19

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 756.168.530,81
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 170.316.986,86
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 138.782.243,59
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 138.782.243,59
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 31.534.743,27
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 31.534.743,27
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 585.851.543,95
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 585.851.543,95
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 417.043.347,45
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 168.808.196,50
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00



## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

### BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00	<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>			
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores			R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes			R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores			R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes			R\$ 0,00

### CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. CD Eletrobras

<b>Custo Normal do Ano (R\$)</b>	<b>42.639.078,60</b>
<b>Custo Normal do Ano (%)</b>	<b>20,62</b>

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.057.162.525,12
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 280.374.026,68
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 148.101.785,13
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 148.101.785,13
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 132.272.241,55
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 121.469.896,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 10.802.345,42
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 776.788.498,44
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 600.305.676,50
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 427.182.287,28
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 173.123.389,22
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 160.865.220,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 160.865.220,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 15.617.601,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 15.617.601,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 12.637.675,23
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 12.637.675,23
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 12.637.675,23
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

**PATRIMÔNIO DE COBERTURA**

Patrimônio de Cobertura:	R\$ 1.044.524.849,89	Insuficiência de cobertura:	R\$ 0,00
--------------------------	----------------------	-----------------------------	----------

**FUNDOS PREVIDENCIAIS ATUARIAIS**

<b>Finalidade</b>	Fundo de Restituição
<b>Fonte de custeio</b>	Valores pendentes de ex-participantes
<b>Recursos recebidos no exercício</b>	R\$ 1.371.534,75
<b>Recursos utilizados no exercício</b>	R\$ 1.342.085,66
<b>Saldo</b>	R\$ 65.366,92

<b>Finalidade</b>	Fundo de Riscos
<b>Fonte de custeio</b>	Contribuições para benefícios não programáveis
<b>Recursos recebidos no exercício</b>	R\$ 17.657.230,09
<b>Recursos utilizados no exercício</b>	R\$ 25.957.062,36
<b>Saldo</b>	R\$ 18.234.951,14

**FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO**

Saldo	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes Ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

**FONTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de</b>	<b>21.319.539,30</b>		<b>0,00</b>		<b>21.319.539,30</b>		<b>42.639.078,60</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
<b>Normais</b>	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
<b>Extraordinárias</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Déficit equacionado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

**Data Início de Vigência:** 01/04/2013

**PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO**

**Evolução dos custos:**

As Contribuições Previdenciárias Normais (líquidas da sobrecarga administrativa) dos participantes e patrocinador para o próximo exercício foram estimadas em 20,62% (10,31% para os participantes e 10,31% para o patrocinador), enquanto na avaliação atuarial anterior o percentual era de 20,09% (10,045% para os participantes e 10,045% para o patrocinador). Ressaltamos que as contribuições são calculadas baseadas nos percentuais definidos pelos participantes e que os mesmos podem alterar tais percentuais, conforme previsto no regulamento. Adicionalmente, informamos que eventuais ingressos de novos participantes também implicarão na variação dos custos estimados para o próximo exercício. A sobrecarga administrativa incidente sobre as contribuições normais equivale a 3,00%. Não será aplicada sobrecarga administrativa sobre as contribuições extraordinárias. Adicionalmente incide sobre o Patrimônio do Plano a sobrecarga administrativa de 0,5% a.a..

**Variação das provisões matemáticas:**

Com exceção da parcela referente ao Benefício Proporcional Diferido Saldado, as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos. Com isso não haverá resultado positivo ou negativo no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia.

**Principais riscos atuariais:**

Os benefícios de risco deste Plano são: Crédito Adicional por Invalidez e Crédito Adicional por Morte. No exercício de 2012 o valor total gasto com pagamento destes benefícios foi de R\$ 543.868,41.

**Soluções para insuficiência de cobertura:**

**INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**

**TOTAL DAS RESERVAS**

<b>Custo Normal do Ano</b>	R\$ 42.639.078,60
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.057.162.525,12
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 280.374.026,68
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 148.101.785,13
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 148.101.785,13
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 132.272.241,55
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 121.469.896,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 10.802.345,42
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 776.788.498,44
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 600.305.676,50
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 427.182.287,28
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 173.123.389,22
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 160.865.220,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 160.865.220,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 15.617.601,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 15.617.601,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 12.637.675,23
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 12.637.675,23
Patrocinador	R\$ 12.637.675,23
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

**RESULTADO DO PLANO**

<b>Resultado do exercício</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit Técnico</b>	R\$ 0,00
<b>Superávit Técnico</b>	R\$ 0,00
Reserva de Contingência	R\$ 0,00
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

**FUNTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de recursos</b>	<b>21.319.539,30</b>		<b>0,00</b>		<b>21.319.539,30</b>		<b>42.639.078,60</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
<b>Normais</b>	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
<b>Extraordinárias</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Déficit equacionado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

## **PARECER ATUARIAL DO PLANO**

### **Qualidade da base cadastral:**

Os dados individuais, posicionados em 31/12/2012, dos Participantes e Beneficiários do Plano foram, após a realização de testes apropriados e devidos acertos efetuados, considerados adequados para fins desta avaliação atuarial.

### **Varição do resultado:**

Com exceção da parcela referente ao Benefício Proporcional Diferido Saldado, as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos. Com isso não haverá resultado positivo ou negativo no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia.

### **Natureza do resultado:**

Não aplicável.

### **Soluções para equacionamento de déficit:**

### **Adequação dos métodos de financiamento:**

Informamos que não ocorreram alterações nos Métodos de Financiamento adotados, com relação à avaliação atuarial realizada no exercício anterior, sendo, portanto, todos considerados adequados.

### **Outros fatos relevantes:**

A tábua de mortalidade de inválidos foi alterada neste exercício para a "AT-49" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC. Até a presente data não houve concessão de renda vitalícia para o "Plano CD Puro", referente à modalidade de benefício calculado em função do número de cotas acumuladas individualmente. A modalidade "Plano CD Puro" é avaliada com base na taxa de juros de 4,20% a.a. enquanto que a modalidade "Plano CD Saldado" é avaliada com base na taxa de juros de 4,90% a.a. Define-se "Plano CD Puro" como sendo a modalidade de Contribuição Definida clássica, ou seja, composta por participantes e assistidos com seus respectivos saldos individuais acrescido da previsão em Regulamento dos benefícios de risco. Define-se "Plano CD Saldado" como sendo a modalidade de Plano de Benefícios correspondente ao grupo de participantes e assistidos que durante o período de migração para este Plano optaram pelo saldamento de seus benefícios no Plano de origem (Plano BD) e migraram as respectivas reservas para este Plano, na proporção de 50% ou 100% do seu direito acumulado dando origem ao Benefício Proporcional Diferido Saldado (BPDS) previsto para ser pago na data provável de aposentadoria no Plano BD considerando a respectiva elegibilidade ao benefício programado.

Ressalta-se que os valores dos benefícios saldados a conceder deste Plano, conforme previsão regulamentar, vêm sendo majorados em função da postergação do recebimento dos benefícios, em razão da permanência no plano enquanto ativos ultrapassando a data inicialmente prevista. Outro fator que poderá implicar na oscilação das Provisões Matemáticas, além da antecipação da solicitação do benefício BPDS, são as cobranças relativas às diferenças de Reservas Matemáticas calculadas em função do reconhecimento pela Previdência Social de atividade especial dos participantes migrados para este Plano. As oscilações são refletidas no Fundo de Risco.

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" foi mantida (4,20% a.a.), desde sua vigência a partir de 06 de julho de 2012, conforme DA, elaborada por motivo relevante posicionada em 31/07/2012. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 5,50% a.a. no encerramento do exercício de 2011 foi alterada para 4,90% a.a. em 31/12/2012. Tal alteração reflete o conservadorismo adotado pela Entidade em conformidade com a tendência de manutenção dos juros em patamares reduzidos junto às rentabilidades reais de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação. Destaca-se ainda para a modalidade "BPDS" que a redução de 0,60% na taxa consumiu parte do Fundo de Riscos.





# DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

**ENTIDADE:** [34.268.789/0001-88] FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

**PLANO DE BENEFÍCIOS:** [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

**MOTIVO:** ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

**DATA DA AVALIAÇÃO:** 31/12/2013

**TIPO:** COMPLETA

<b>Atuário Responsável</b>			
HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH			
<b>MIBA:</b>	1029	<b>MTE:</b>	1029

DA transmitida à Previc em 21/03/2014 às 18:07:03

Número de protocolo : 008556

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

### INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 2006.0015-74	Sigla: CD ELETROBRÁS
Nome: PLANO DE CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	
Situação: ATIVO / EM FUNCIONAMENTO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH	
MIBA: 1029	MTE: 1029
Empresa:	

### INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação:	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO		
Data do cadastro:	31/12/2013	Data da Avaliação:	31/12/2013
Tipo:	COMPLETA		
Observações:			
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):			
Quantidade de Grupos de Custeio: 1			

### INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses):	165
Observações:	
O Duration (de Macauley) do Passivo foi calculado considerando as premissas atuariais definidas nesta DA. Para projeção do fluxo de pagamento dos benefícios dos futuros assistidos foi considerada a hipótese de 55 anos de idade para entrada em aposentadoria e a que a opção dos mesmos será pelo benefício de renda certa até os 75 anos.	

**CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS**

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

<b>Benefício:</b> BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO
<b>Benefício Programado:</b> SIM
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> AGREGADO
<b>Nível Básico do Benefício:</b> RENDA MENSAL VITALÍCIA, REVERSÍVEL EM PENSÃO POR MORTE, CALCULADA CONFORME DEFINIDO NOS ARTIGOS 44 E 45 DO REGULAMENTO DO PLANO CD ELETROBRÁS.

<b>Benefício:</b> CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> REPARTIÇÃO SIMPLES
<b>Método de Financiamento:</b>
<b>Nível Básico do Benefício:</b> O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$ , ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DA ENTRADA EM BENEFÍCIO DE RENDA POR INVALIDEZ, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLEMENTAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESENTA).

<b>Benefício:</b> CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> REPARTIÇÃO SIMPLES
<b>Método de Financiamento:</b>
<b>Nível Básico do Benefício:</b> O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$ , ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DO FALECIMENTO, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLETAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESENTA).

<b>Benefício:</b> RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

<b>Benefício:</b> RENDA MENSAL POR INVALIDEZ
<b>Benefício Programado:</b> NÃO
<b>Regime:</b> CAPITALIZAÇÃO
<b>Método de Financiamento:</b> CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA
<b>Nível Básico do Benefício:</b> SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE

**Benefício Programado:** NÃO

**Regime:** CAPITALIZAÇÃO

**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DA IDADE, E DA TAXA DE JUROS.

**Benefício:** RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA

**Benefício Programado:** SIM

**Regime:** CAPITALIZAÇÃO

**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

**DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL**

**GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. CD Eletrobras**

**Patrocinadores e Instituidores**

CNPJ	Razão Social
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL
00.001.180/0002-07	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

Participantes Ativos: 1310	Tempo médio de contribuição (meses): 63
Folha de Salário de Participação: R\$ 175.256.957,72	Tempo médio para aposentadoria (meses): 144

**HIPÓTESES ATUARIAIS**

**Hipótese:** Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade

**Valor:** 0,98

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 0,97

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 0,98

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Verificamos que a variação acumulada do indexador inflacionário no exercício foi de 5,56%, enquanto a projeção do Banco Central, para a taxa de inflação medida pelo INPC e projetada para o ano de 2013 era de cerca de 5,6%. Para 2014, projetou-se o INPC em 6,06%.

**Justificativa da EFPC:**

Essa hipótese reflete a perda média do poder aquisitivo do benefício de aposentadoria, verificada entre 2 períodos de reajuste, decorrente do efeito inflacionário, determinado no longo prazo como sendo entre 3,5% e 5,5% a.a.

**Opinião do atuário:**

Considerando que as hipóteses atuariais devem ser adotadas considerando a ótica de longo prazo recomendamos a manutenção da hipótese para o próximo exercício.

**Hipótese:** Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)

**Valor:** COTAS DO PATRIMONIO

**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 11,89

**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 3,19

**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Os recursos previdenciários referentes aos benefícios de prestação continuada podem ser aplicados em diferentes perfis de investimentos num total de 5 perfis. A maior parte deste Patrimônio, por opção dos participantes, encontra-se aplicada no perfil "CD ELETROS", cujo % em renda variável poderia variar de 10% a 35% e 90% a 65% para renda fixa. A rentabilidade da cota desse perfil foi de 3,19%, não superior a meta atuarial = INPC + 4,20% (9,99% em 2013). O Patrimônio de Cobertura dos Benefícios Saldados é aplicado conforme previsto na política de investimento, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Eletros. A rentabilidade da cota para esse Patrimônio foi de 3,95%, não superando a meta atuarial = INPC + 4,90% (10,73% em 2013). Para 2014, a previsão do INPC foi de 6,06%.

**Justificativa da EFPC:**

No ano de 2013, o segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, que contempla cerca de 70% do Patrimônio total do Plano, apresentou um desempenho de -6,57%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Investimentos Estruturados, Empréstimos aos participantes e Imóveis apresentaram resultado acumulado no ano de, respectivamente, -0,94%, 3,76%, 5,72% e 0,44%. O desempenho negativo da carteira de renda fixa ocorreu em função da marcação dos títulos a mercado e da alta dos juros no ano de 2013.

**Opinião do atuário:**

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 4,20% ao ano no encerramento do exercício 2012 foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013, para a taxa de 5,50% ao ano. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 4,90% ao ano no encerramento do exercício de 2012 foi alterada para 5,50% ao ano, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013. Tais alterações estão alinhadas com as taxas de rentabilidade real de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação, em conformidade com a tendência de alta de juros da economia brasileira observada ao longo de 2013 e sua previsão de manter-se nos níveis atuais.

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b> Taxa Real Anual de Juros	
<b>Valor:</b> 5,50	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	5,50
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	-2,25
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Os recursos previdenciários referentes aos benefícios de prestação continuada podem ser aplicados em diferentes perfis de investimentos num total de 5 perfis. A maior parte deste Patrimônio, por opção dos participantes, encontra-se aplicada no perfil "CD ELETROS", cujo % em renda variável poderia variar de 10% a 35% e 90% a 65% para renda fixa. A rentabilidade da cota desse perfil foi de 3,19%, não superior a meta atuarial = INPC + 4,20% (9,99% em 2013). O Patrimônio de Cobertura dos Benefícios Saldados é aplicado conforme previsto na política de investimento, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Eletros. A rentabilidade da cota para esse Patrimônio foi de 3,95%, não superando a meta atuarial = INPC + 4,90% (10,73% em 2013). Para 2014, a previsão do INPC foi de 6,06%.	
<b>Justificativa da EFPC:</b> No ano de 2013, o segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, que contempla cerca de 70% do Patrimônio total do Plano, apresentou um desempenho de -6,57%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Investimentos Estruturados, Empréstimos aos participantes e Imóveis apresentaram resultado acumulado no ano de, respectivamente, -0,94%, 3,76%, 5,72% e 0,44%. O desempenho negativo da carteira de renda fixa ocorreu em função da marcação dos títulos a mercado e da alta dos juros no ano de 2013.	
<b>Opinião do atuário:</b> A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 4,20% ao ano no encerramento do exercício 2012 foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013, para a taxa de 5,50% ao ano. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 4,90% ao ano no encerramento do exercício de 2012 foi alterada para 5,50% ao ano, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013. Tais alterações estão alinhadas com as taxas de rentabilidade real de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação, em conformidade com a tendência de alta de juros da economia brasileira observada ao longo de 2013 e sua previsão de manter-se nos níveis atuais.	
<b>Hipótese:</b> Tábua de Entrada em Invalidez	
<b>Valor:</b> LIGHT	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	5,25
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	0,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> A tábua de Entrada em Invalidez utilizada é a "LIGHT FRACA". Observamos que a tábua utilizada projetou para o exercício de 2013 um número de entradas em invalidez (10,54) maior do que o observado no último exercício (0).	
<b>Justificativa da EFPC:</b> Utilizamos a "LIGHT FRACA" por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.	
<b>Opinião do atuário:</b> Manter a hipótese atual. A quantidade esperada para o exercício justifica-se por haver participantes com idade superior à 60 anos, implicando em uma probabilidade mais elevada e próxima à data limite da tábua (70 anos) que atinge a probabilidade de entrada em invalidez igual a 100%.	
<b>Hipótese:</b> Tábua de Mortalidade de Inválidos	
<b>Valor:</b> AT 49	
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	0,01
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	0,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b> Não houve diferença entre o esperado e o ocorrido no último exercício.	
<b>Justificativa da EFPC:</b> Utilizamos a "AT-49" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.	
<b>Opinião do atuário:</b> Manter a hipótese atual.	

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

<b>Hipótese:</b>	Tábua de Mortalidade Geral
<b>Valor:</b>	AT 2000
<b>Quantidade esperada no exercício seguinte:</b>	6,80
<b>Quantidade ocorrida no exercício encerrado:</b>	3,00
<b>Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:</b>	
A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina. Observamos que a tábua utilizada projetou para o exercício de 2013 um número de falecimentos (6,18) maior do que o observado no último exercício (3,00).	
<b>Justificativa da EFPC:</b>	
Utilizamos a "AT-2000 básica" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.	
<b>Opinião do atuário:</b>	
Manter a hipótese atual, por estar aderente à massa, conforme estudo de aderência realizados.	

### HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS  
Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários  
Hipótese de Entrada em Aposentadoria  
Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas  
Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados  
Hipótese sobre Rotatividade (Percentual)  
Projeção de Crescimento Real de Salário  
Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS  
Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano  
Tábua de Morbidez

### BENEFÍCIOS

<b>Benefício:</b>	BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD		
<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 13.911.955,87
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 13.911.955,87
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 13.911.955,87
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 9.881.765,08
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 4.030.190,79
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

### Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO

Quantidade de benefícios concedidos:	161	Valor médio do benefício (R\$):	6.686,37
Idade média dos assistidos:	61		

<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 183.668.312,01
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 183.668.312,01
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 166.617.492,54
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 17.050.819,47
<b>Benefícios a Conceder</b>	
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 87.770.558,94
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.936.982,89
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

### Benefício: CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos:	0	Valor médio do benefício (R\$):	0,00
Idade média dos assistidos:	0	Custo do Ano (R\$):	385.565,31
		Custo do Ano (%):	0,22

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00



## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	1	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	800.116,26
<b>Idade média dos assistidos:</b>	53	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	368.039,61
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,21

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	26	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	2.316,66
<b>Idade média dos assistidos:</b>	42	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 14.989.439,96
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 14.989.439,96
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 14.571.591,74
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 14.571.591,74
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 417.848,22
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 417.848,22
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL POR INVALIDEZ

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	1	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	4.689,54
<b>Idade média dos assistidos:</b>	57	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.089.642,33
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 1.089.642,33
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 1.089.642,33
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 1.089.642,33
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	0	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	0,00
<b>Idade média dos assistidos:</b>	0	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00
		<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 0,00
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 0,00
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

**Benefício:** RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA

<b>Quantidade de benefícios concedidos:</b>	327	<b>Valor médio do benefício (R\$):</b>	4.076,87
<b>Idade média dos assistidos:</b>	63	<b>Custo do Ano (R\$):</b>	36.085.407,60
		<b>Custo do Ano (%):</b>	20,59

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 808.366.099,57
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 363.030.432,34
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 331.659.282,25
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 331.659.282,25
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 31.371.150,09
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 31.371.150,09
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 445.335.667,23
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 445.335.667,23
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 296.320.147,99
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 149.015.519,24
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

### BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

<b>Custo do Ano (R\$):</b>	0,00	<b>Custo do Ano (%):</b>	0,00
<b>Benefícios a Conceder</b>			
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores			R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes			R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores			R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes			R\$ 0,00

### CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. CD Eletrobras

<b>Custo Normal do Ano (R\$)</b>	<b>36.839.012,52</b>
<b>Custo Normal do Ano (%)</b>	<b>21,02</b>

<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.117.732.991,57
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 562.777.826,64
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 347.320.516,32
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 347.320.516,32
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 215.457.310,32
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 198.406.490,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 17.050.819,47
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 554.955.164,93
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 459.247.623,10
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 306.201.913,07
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 153.045.710,03
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 87.770.558,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 87.770.558,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 7.936.982,89
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.936.982,89
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 12.970.010,88
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 12.970.010,88
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 12.970.010,88
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

**PATRIMÔNIO DE COBERTURA**

Patrimônio de Cobertura:	R\$ 1.109.217.391,78	Insuficiência de cobertura:	R\$ 0,00
--------------------------	----------------------	-----------------------------	----------

**FUNDOS PREVIDENCIAIS ATUARIAIS**

<b>Finalidade</b>	Fundo de Restituição
<b>Fonte de custeio</b>	Valores pendentes de ex-participantes
<b>Recursos recebidos no exercício</b>	R\$ 0,00
<b>Recursos utilizados no exercício</b>	R\$ 65.366,92
<b>Saldo</b>	R\$ 0,00

<b>Finalidade</b>	Fundo de Riscos
<b>Fonte de custeio</b>	Contribuições para benefícios não programáveis
<b>Recursos recebidos no exercício</b>	R\$ 5.129.464,19
<b>Recursos utilizados no exercício</b>	R\$ 5.564.513,70
<b>Saldo</b>	R\$ 17.799.901,63

<b>Finalidade</b>	Fundo de Transição
<b>Fonte de custeio</b>	Valores pendentes de ex-participantes
<b>Recursos recebidos no exercício</b>	R\$ 4.345.538,56
<b>Recursos utilizados no exercício</b>	R\$ 4.278.089,08
<b>Saldo</b>	R\$ 67.449,48

**FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO**

<b>Saldo</b>	R\$ 0,00
<b>Patrocinador</b>	R\$ 0,00
<b>Participantes Ativos</b>	R\$ 0,00
<b>Assistidos</b>	R\$ 0,00

**FONTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de</b>	<b>18.419.506,26</b>		<b>0,00</b>		<b>18.419.506,26</b>		<b>36.839.012,52</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
<b>Normais</b>	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
<b>Extraordinárias</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Déficit equacionado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

**Data Início de Vigência:** 01/04/2014



**PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO**

**Evolução dos custos:**

As Contribuições Previdenciárias Normais (líquidas da sobrecarga administrativa) dos participantes e patrocinador para o próximo exercício foram estimadas em 21,02% (10,51% para os participantes e 10,51% para o patrocinador), enquanto na avaliação atuarial anterior o percentual era de 20,62% (10,31% para os participantes e 10,31% para o patrocinador). Ressaltamos que as contribuições são calculadas baseadas nos percentuais definidos pelos participantes e que os mesmos podem alterar tais percentuais, conforme previsto no regulamento. Adicionalmente, informamos que eventuais ingressos de novos participantes também implicarão na variação dos custos estimados para o próximo exercício. A sobrecarga administrativa incidente sobre as contribuições normais equivalem a 3,00%. Adicionalmente, incide sobre o Patrimônio do Plano a taxa de 0,5% ao ano. Não há sobrecarga administrativa sobre as contribuições extraordinárias. Com relação à contribuição para benefícios não programáveis, em função de estudos realizados pela Entidade, a mesma será mantida em 4% das contribuições básicas do participante e da patrocinadora, devendo ser reavaliado anualmente, podendo ser majorada, mantida ou reduzida, conforme o resultado do estudo. Os principais fatores que impactam no resultado de tal estudo são os sinistros ocorridos, o desempenho dos investimentos, a movimentação cadastral de participantes, entre outros.

**Varição das provisões matemáticas:**

Com relação a modalidade "Plano CD PURO", não haverá resultado positivo (superávit) ou negativo (déficit) no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia. O resultado superavitário apurado no exercício de 2013 R\$ 4.454.411,09 refere-se à modalidade "Plano BPDS" e ocorreu devido, fundamentalmente, à alteração da premissa de taxa real de juros de 4,9% ao ano para 5,50% ao ano. Ressaltamos que, com exceção da parcela referente ao Benefício Proporcional Diferido Saldado, as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos.

**Principais riscos atuariais:**

Os benefícios de risco deste Plano são: Crédito Adicional por Invalidez e Crédito Adicional por Morte.

**Soluções para insuficiência de cobertura:**

**INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**

Participantes ativos do plano: 1310
Tempo médio de contribuição do plano (meses): 63
Tempo médio para aposentadoria do plano (meses): 144

**TOTAL DAS RESERVAS**

<b>Custo Normal do Ano</b>	R\$ 36.839.012,52
<b>Provisões Matemáticas</b>	R\$ 1.117.732.991,57
<b>Benefícios Concedidos</b>	R\$ 562.777.826,64
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 347.320.516,32
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 347.320.516,32
<b>Benefício Definido</b>	R\$ 215.457.310,32
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 198.406.490,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 17.050.819,47
<b>Benefícios a Conceder</b>	R\$ 554.955.164,93
<b>Contribuição Definida</b>	R\$ 459.247.623,10
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 306.201.913,07
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 153.045.710,03
<b>Benefício Definido Capitalização Programado</b>	R\$ 87.770.558,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 87.770.558,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitalização não Programado</b>	R\$ 7.936.982,89
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.936.982,89
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Capitais de Cobertura</b>	R\$ 0,00
<b>Benefício Definido Repartição Simples</b>	R\$ 0,00

**PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**

<b>Contabilizado no Ativo</b>	R\$ 0,00
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

<b>Contabilizado no Passivo</b>	R\$ 12.970.010,88
<b>Déficit equacionado</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Serviço passado</b>	R\$ 12.970.010,88
Patrocinador	R\$ 12.970.010,88
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
<b>Outras finalidades</b>	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

**RESULTADO DO PLANO**

<b>Resultado do exercício</b>	R\$ 4.454.411,09
<b>Déficit Técnico</b>	R\$ 0,00
<b>Superávit Técnico</b>	R\$ 4.454.411,09
Reserva de Contingência	R\$ 4.454.411,09
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

**FUNTE DOS RECURSOS**

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
<b>Total de recursos</b>	<b>18.419.506,26</b>		<b>0,00</b>		<b>18.419.506,26</b>		<b>36.839.012,52</b>
<b>Contribuições previdenciárias</b>	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
<b>Normais</b>	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
<b>Extraordinárias</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Déficit equacionado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Utilização de fundos</b>	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

## **PARECER ATUARIAL DO PLANO**

### **Qualidade da base cadastral:**

As informações referentes aos participantes e assistidos para a referida Avaliação Atuarial, foram elaboradas pela área de arrecadação e pagamento de benefícios da Entidade e posteriormente enviadas à área atuarial em arquivo eletrônico, com data-base em 31/12/2013, em formato xls.

Após o recebimento dos dados, elaboração de críticas e realização dos testes de consistência julgados necessários, atestamos como satisfatória a referida base cadastral utilizada para fins de Avaliação Atuarial referente ao exercício financeiro de 2013.

Foram também utilizadas para a presente avaliação as informações contábeis fornecidas pela área de contabilidade da Entidade.

Analisando as informações disponibilizadas, verificou-se uma redução significativa de 11,13% (onze inteiros e treze centésimos por cento) no número de participantes em relação ao ano anterior. Tal variação se justifica ao observar o número de assistidos do plano, que sofreu uma variação positiva de 79,12%, (setenta e nove inteiros e doze centésimos por cento) devido ao elevado número de concessões de benefícios, em função de Programa de Incentivo ao Desligamento, realizado pelos Patrocinadores Centrais Elétricas Brasileiras ELETROBRAS e Centro de Pesquisa em Energia Elétrica CEPEL, a partir do 2º semestre de 2013. Quanto aos pensionistas observou-se um aumento no número de concessões, equivalente a 30,00% (trinta inteiros por cento) quando comparado ao número existente em 31/12/2012.

### **Regras de constituição e reversão dos fundos previdenciais:**

O Fundo de Riscos é constituído pelos créditos referentes às contribuições efetuadas pelos participantes e/ou patrocinadora para custeio dos benefícios não programáveis de Crédito Adicional por Invalidez Permanente Total e Crédito Adicional por Morte, descontados os valores pagos para os benefícios não programáveis. Nessa conta são lançados também o excedente de saldo não resgatado da Conta Básica de Patrocinadora e as prestações mensais de benefícios consideradas prescritas.

O Fundo de Transição é constituído pelo Saldo das Contas Individuais dos participantes que faleceram e não deram origem ao benefício de pensão por morte, acrescido dos Saldos das Contas Individuais dos participantes que se desligaram do Plano, enquanto não realizam a opção por um dos Institutos. A reversão desse fundo ocorre quando herdeiro legal solicita os recursos ou quando o participante desligado se manifesta quanto à sua opção por um dos institutos.

### **Variação do resultado:**

O Plano CD ELETROBRÁS, administrado pela ELETROS apresentou, em 31/12/2013, superávit técnico acumulado na Modalidade BPDS CD Saldado no montante de R\$ 4.454.411,09, o qual foi alocado integralmente na Reserva de Contingência. A Provisão Matemática apurada era equivalente a R\$ 1.117.732.991,57, sendo R\$ 554.955.164,93 referente à Provisão Matemática de Benefícios a Conceder e R\$ 562.777.826,64 referente à Provisão Matemática de Benefícios Concedidos.

Na Modalidade de Contribuição Definida (CD), a estruturação do plano na modalidade contribuição definida, tanto na fase de capitalização como na fase de percepção dos benefícios e considerando a inexistência de participantes em gozo de benefício vitalício, a obrigação do Plano para com os seus participantes está limitada ao saldo de conta individual, conforme previsto em Nota Técnica Atuarial vigente, justificando assim o equilíbrio técnico.

### **Natureza do resultado:**

Não aplicável.

### **Soluções para equacionamento de déficit:**

### **Adequação dos métodos de financiamento:**

Informamos que não ocorreram alterações nos Métodos de Financiamento adotados, com relação à avaliação atuarial realizada no exercício anterior, sendo, portanto, todos considerados adequados.

### **Outros fatos relevantes:**

Assinatura do Atuário: \_\_\_\_\_

## DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Até a presente data não houve concessão de renda vitalícia para o "Plano CD Puro", referente à modalidade de benefício calculado em função do número de cotas acumuladas individualmente. A modalidade "Plano CD Puro" é avaliada com base na taxa de juros de 5,50% a.a. enquanto que a modalidade "Plano CD Saldado" é avaliada com base na taxa de juros de 5,50% a.a. Define-se "Plano CD Puro" como sendo a modalidade de Contribuição Definida clássica, ou seja, composta por participantes e assistidos com seus respectivos saldos individuais acrescido da previsão em Regulamento dos benefícios de risco. Define-se "Plano CD Saldado" como sendo a modalidade de Plano de Benefícios correspondente ao grupo de participantes e assistidos que durante o período de migração para este Plano optaram pelo saldamento de seus benefícios no Plano de origem (Plano BD) e migraram as respectivas reservas para este Plano, na proporção de 50% ou 100% do seu direito acumulado dando origem ao Benefício Proporcional Diferido Saldado (BPDS) previsto para ser pago na data provável de aposentadoria no Plano BD considerando a respectiva elegibilidade ao benefício programado.

Ressalta-se que os valores dos benefícios saldados a conceder deste Plano, conforme previsão regulamentar, vêm sendo majorados em função da postergação do recebimento dos benefícios, em razão da permanência no plano enquanto ativos, ultrapassando a data inicialmente prevista. Outro fator que poderá implicar na oscilação das Provisões Matemáticas, além da antecipação da solicitação do benefício BPDS, são as cobranças relativas às diferenças de Reservas Matemáticas calculadas em função do reconhecimento pela Previdência Social de atividade especial dos participantes migrados para este Plano. As oscilações são refletidas no Fundo de Risco.

A rentabilidade auferida pelos recursos no exercício de 2013, considerando a cota vigente do perfil de investimentos que contempla cerca de 70% do Patrimônio total do Plano, Perfil Eletros, foi de 3,19%, basicamente em função da alta volatilidade do mercado, tanto na renda variável como na renda fixa, uma vez que a Entidade adota o critério de precificação do ativos marcação a mercado. No mesmo período, o Índice de Referência (INPC + 4,2% a.a.) adotado no exercício correspondeu a 9,99%.

Por derradeiro, quanto ao Programa Administrativo da Entidade, conclui-se que o mesmo apresentou equilíbrio técnico, no qual foi verificada uma variação em relação ao Exercício 2012 de 1,82% do fundo administrativo. Em 31/12/2013 apurou-se o montante de R\$ 19.063.030,00.

Ações	GOVERNANÇA	174.566.144,58	58.507.818,42	48.725.041,50	11.252.505,19	-	293.051.509,69
Aliansce	NOVO MERCADO	-	1.195.042,75	-	-	-	1.195.042,75
All Amer Lat	NOVO MERCADO	478.446,67	-	-	-	-	478.446,67
Anhanguera	NOVO MERCADO	938.278,67	-	265.460,21	-	-	1.203.738,87
BMF Bovespa	NOVO MERCADO	3.743.294,01	2.255.608,65	1.079.170,50	-	-	7.078.073,16
BR Malls Par	NOVO MERCADO	1.358.846,93	-	231.191,71	-	-	1.590.038,64
BR Pharma	NOVO MERCADO	-	-	-	651.824,97	-	651.824,97
BR Properties	NOVO MERCADO	1.164.447,30	-	-	-	-	1.164.447,30
Brasil	NOVO MERCADO	3.051.270,96	-	746.838,55	-	-	3.798.109,51
Brasil Seguridade	NOVO MERCADO	930.051,97	3.087.155,93	1.282.649,57	-	-	5.299.857,47
BRF Foods	NOVO MERCADO	8.188.513,00	-	2.220.892,06	-	-	10.409.405,06
CCR SA	NOVO MERCADO	3.074.708,40	-	767.689,47	-	-	3.842.397,86
Cetip	NOVO MERCADO	1.107.725,56	-	511.736,22	897.092,75	-	2.516.554,52
Cielo	NOVO MERCADO	4.106.555,91	3.414.362,01	1.125.327,12	-	-	8.646.245,04
Cosan	NOVO MERCADO	747.103,65	-	454.363,53	-	-	1.201.467,18
CPFL Energia	NOVO MERCADO	1.024.963,62	-	-	-	-	1.024.963,62
Cyrela Realty	NOVO MERCADO	669.712,92	-	234.225,87	-	-	903.938,79
Direcional	NOVO MERCADO	-	3.023.083,12	-	-	-	3.023.083,12
Duratex	NOVO MERCADO	608.889,11	-	-	435.068,54	-	1.043.957,64
Embraer	NOVO MERCADO	2.474.155,31	-	543.452,47	-	-	3.017.607,78
Energias BR	NOVO MERCADO	508.820,43	-	-	-	-	508.820,43
Equatorial	NOVO MERCADO	568.066,81	4.871.524,89	-	-	-	5.439.591,70
Estacio Part	NOVO MERCADO	1.566.702,90	1.833.267,13	-	-	-	3.399.970,03
Even	NOVO MERCADO	267.506,60	-	254.383,40	957.639,46	-	1.479.529,46
Eztec	NOVO MERCADO	-	1.487.385,72	-	-	-	1.487.385,72
Fibria	NOVO MERCADO	1.059.778,44	-	261.740,63	-	-	1.321.519,06
Fleury	NOVO MERCADO	-	-	-	345.384,95	-	345.384,95
Hypermarcas	NOVO MERCADO	1.418.696,28	-	485.225,59	-	-	1.903.921,88
JBS	NOVO MERCADO	2.560.821,91	-	682.478,12	-	-	3.243.300,04
JHSF Part	NOVO MERCADO	-	-	-	671.877,34	-	671.877,34

Kroton	NOVO MERCADO	1.718.855,38	-	-	-	-	1.718.855,38
Le Lis Blanc	NOVO MERCADO	-	-	-	1.125.940,69	-	1.125.940,69
Localiza	NOVO MERCADO	743.353,66	-	-	-	-	743.353,66
Log-In	NOVO MERCADO	-	-	-	861.616,75	-	861.616,75
Lojas Renner	NOVO MERCADO	1.384.906,00	-	465.046,96	-	-	1.849.952,96
Lopes Brasil	NOVO MERCADO	-	-	235.550,34	-	-	235.550,34
Mills	NOVO MERCADO	955.114,82	-	1.962.276,48	-	-	2.917.391,30
MRV	NOVO MERCADO	659.917,96	-	-	-	-	659.917,96
Multiplus	NOVO MERCADO	-	1.583.502,85	-	-	-	1.583.502,85
Natura	NOVO MERCADO	1.279.794,09	-	249.408,01	-	-	1.529.202,09
Odontoprev	NOVO MERCADO	1.002.995,35	-	-	-	-	1.002.995,35
Porto Seguro	NOVO MERCADO	588.072,52	-	-	-	-	588.072,52
Portobello	NOVO MERCADO	-	-	-	1.436.916,14	-	1.436.916,14
Qualicorp	NOVO MERCADO	772.727,53	2.994.289,68	-	-	-	3.767.017,21
RaiaDrogasil	NOVO MERCADO	504.496,30	-	-	1.259.303,37	-	1.763.799,67
Rodobensimob	NOVO MERCADO	-	-	-	903.919,49	-	903.919,49
Sabesp	NOVO MERCADO	1.630.160,15	-	-	-	-	1.630.160,15
Ser Educacional	NOVO MERCADO	-	-	1.874.585,60	-	-	1.874.585,60
Tim Part S/A	NOVO MERCADO	1.704.809,17	-	-	-	-	1.704.809,17
Time For Fun	NOVO MERCADO	-	-	-	570.237,52	-	570.237,52
Totvs	NOVO MERCADO	870.123,44	-	-	-	-	870.123,44
Tractebel	NOVO MERCADO	3.175.269,15	-	968.278,07	-	-	4.143.547,22
Ultrapar	NOVO MERCADO	5.993.369,09	-	1.551.205,96	-	-	7.544.575,05
Weg	NOVO MERCADO	975.381,12	-	-	-	-	975.381,12
Bradesco	BOVESPA NIVEL 1	13.992.160,27	4.459.534,14	4.065.069,21	-	-	22.516.763,62
Bradespar	BOVESPA NIVEL 1	983.629,84	2.748.206,55	292.301,12	-	-	4.024.137,51
Braskem	BOVESPA NIVEL 1	1.027.314,70	-	256.377,23	-	-	1.283.691,94
Cemig	BOVESPA NIVEL 1	1.806.588,64	-	-	-	-	1.806.588,64
Cesp	BOVESPA NIVEL 1	721.782,83	-	-	-	-	721.782,83
Copel	BOVESPA NIVEL 1	520.250,77	-	988.828,63	-	-	1.509.079,40



Gerdau	BOVESPA NIVEL 1	3.845.504,30	981.122,48	1.503.016,17	-	-	6.329.642,96
Gerdau Met	BOVESPA NIVEL 1	-	1.011.048,50	-	-	-	1.011.048,50
Itausa	BOVESPA NIVEL 1	4.862.012,93	6.066.547,53	-	-	-	10.928.560,46
ItauUnibanco	BOVESPA NIVEL 1	13.362.177,45	4.785.875,32	4.987.877,78	-	-	23.135.930,55
Klabin S/A	BOVESPA NIVEL 1	1.027.235,01	1.910.972,10	-	-	-	2.938.207,10
P.Acucar-Cbd	BOVESPA NIVEL 1	2.818.678,39	-	734.621,01	-	-	3.553.299,40
Randon Part	BOVESPA NIVEL 1	-	-	539.574,26	-	-	539.574,26
Suzano Papel	BOVESPA NIVEL 1	498.528,41	-	540.774,94	-	-	1.039.303,35
Usiminas	BOVESPA NIVEL 1	1.119.431,69	-	313.040,85	-	-	1.432.472,54
Vale	BOVESPA NIVEL 1	19.712.342,26	3.306.541,20	5.614.487,23	-	-	28.633.370,69
Marcopolo	BOVESPA NIVEL 2	-	-	462.258,43	-	-	462.258,43
Multiplan	BOVESPA NIVEL 2	727.357,48	-	-	-	-	727.357,48
Santander BR	BOVESPA NIVEL 2	2.211.490,34	-	-	-	-	2.211.490,34
Ambev	DEMAIS AÇÕES	13.978.696,30	3.214.798,19	4.138.099,13	-	-	21.331.593,63
Graziotin	DEMAIS AÇÕES	-	-	-	492.736,69	-	492.736,69
Lojas Americ	DEMAIS AÇÕES	946.626,35	-	462.265,42	-	-	1.408.891,77
Metisa	DEMAIS AÇÕES	-	-	-	36.247,28	-	36.247,28
Petrobras	DEMAIS AÇÕES	20.466.655,62	4.277.949,69	4.469.570,38	-	-	29.214.175,69
Sid Nacional	DEMAIS AÇÕES	1.282.524,78	-	376.229,89	-	-	1.658.754,67
Souza Cruz	DEMAIS AÇÕES	941.794,28	-	-	-	-	941.794,28
Telef Brasil	DEMAIS AÇÕES	2.136.658,86	-	-	-	-	2.136.658,86
Tupy	NOVO MERCADO	-	-	-	606.699,25	-	606.699,25
Viavarejo	BOVESPA NIVEL 2	-	-	527.473,38	-	-	527.473,38

<b>OUTROS</b>	<b>OUTROS</b>	<b>421.930,01</b>	<b>5.315.645,04</b>	<b>833.938,18</b>	<b>346.267,13</b>	<b>-</b>	<b>18.297,02</b>	<b>6.899.483,33</b>
---------------	---------------	-------------------	---------------------	-------------------	-------------------	----------	------------------	---------------------

CAIXA	CAIXA	-	524,33	2.621,64	524,33	4.006,83	7.677,12
A RECEBER	A RECEBER	421.930,01	169.748,01	688.451,67	25.781,31	57,94	1.305.968,95
A PAGAR	A PAGAR	0,00	899.446,42	14.133,89	16.317,46	22.361,79	952.259,56
LF	RENDA FIXA	-	5.873.856,39	-	-	-	5.873.856,39
LTN	RENDA FIXA	-	170.962,73	-	-	-	170.962,73

NTN - SÉRIE B	RENTA FIXA	-	-	156.998,75	336.278,95	-	493.277,70
FUNDO FIA GUEPARDO	FUNDOS	-	-	-	-	14.123.506,30	14.123.506,30

Ações	GOVERNANÇA	122.492.862,45	41.054.868,75	34.190.305,46	7.895.869,92	-	205.633.906,58
Aliansce	NOVO MERCADO	-	838.560,12	-	-	-	838.560,12
All Amer Lat	NOVO MERCADO	335.725,48	-	-	-	-	335.725,48
Anhanguera	NOVO MERCADO	658.389,06	-	186.273,12	-	-	844.662,18
BMF Bovespa	NOVO MERCADO	2.626.665,09	1.582.757,99	757.252,69	-	-	4.966.675,78
BR Malls Par	NOVO MERCADO	953.501,32	-	162.226,96	-	-	1.115.728,28
BR Pharma	NOVO MERCADO	-	-	-	457.384,83	-	457.384,83
BR Properties	NOVO MERCADO	817.091,33	-	-	-	-	817.091,33
Brasil	NOVO MERCADO	2.141.073,32	-	524.055,75	-	-	2.665.129,06
Brasil Seguridade	NOVO MERCADO	652.616,39	2.166.253,76	900.033,73	-	-	3.718.903,88
BRF Foods	NOVO MERCADO	5.745.870,14	-	1.558.397,40	-	-	7.304.267,53
CCR SA	NOVO MERCADO	2.157.519,34	-	538.686,81	-	-	2.696.206,15
Cetip	NOVO MERCADO	777.289,75	-	359.084,71	629.488,95	-	1.765.863,41
Cielo	NOVO MERCADO	2.881.565,55	2.395.853,88	789.640,75	-	-	6.067.060,18
Cosan	NOVO MERCADO	524.241,77	-	318.826,37	-	-	843.068,14
CPFL Energia	NOVO MERCADO	719.215,79	-	-	-	-	719.215,79
Cyrela Realty	NOVO MERCADO	469.936,78	-	164.356,02	-	-	634.292,80
Direcional	NOVO MERCADO	-	2.121.293,94	-	-	-	2.121.293,94
Duratex	NOVO MERCADO	427.256,78	-	-	305.287,09	-	732.543,88
Embraer	NOVO MERCADO	1.736.111,93	-	381.339,97	-	-	2.117.451,90
Energias BR	NOVO MERCADO	357.038,71	-	-	-	-	357.038,71
Equatorial	NOVO MERCADO	398.611,82	3.418.343,40	-	-	-	3.816.955,22
Estacio Part	NOVO MERCADO	1.099.353,62	1.286.401,43	-	-	-	2.385.755,05
Even	NOVO MERCADO	187.709,08	-	178.500,54	671.974,50	-	1.038.184,11
Eztec	NOVO MERCADO	-	1.043.696,85	-	-	-	1.043.696,85
Fibria	NOVO MERCADO	743.645,31	-	183.663,10	-	-	927.308,40
Fleury	NOVO MERCADO	-	-	-	242.356,22	-	242.356,22
Hypermarcas	NOVO MERCADO	995.497,55	-	340.482,24	-	-	1.335.979,79
JBS	NOVO MERCADO	1.796.925,78	-	478.894,11	-	-	2.275.819,90
JHSF Part	NOVO MERCADO	-	-	-	471.455,56	-	471.455,56

Kroton	NOVO MERCADO	1.206.118,84	-	-	-	-	1.206.118,84
Le Lis Blanc	NOVO MERCADO	-	-	-	790.071,29	-	790.071,29
Localiza	NOVO MERCADO	521.610,40	-	-	-	-	521.610,40
Log-In	NOVO MERCADO	-	-	-	604.595,48	-	604.595,48
Lojas Renner	NOVO MERCADO	971.786,95	-	326.322,91	-	-	1.298.109,86
Lopes Brasil	NOVO MERCADO	-	-	165.285,40	-	-	165.285,40
Mills	NOVO MERCADO	670.202,97	-	1.376.927,14	-	-	2.047.130,11
MRV	NOVO MERCADO	463.063,67	-	-	-	-	463.063,67
Multiplus	NOVO MERCADO	-	1.111.142,13	-	-	-	1.111.142,13
Natura	NOVO MERCADO	898.030,03	-	175.009,31	-	-	1.073.039,35
Odontoprev	NOVO MERCADO	703.800,68	-	-	-	-	703.800,68
Porto Seguro	NOVO MERCADO	412.649,81	-	-	-	-	412.649,81
Portobello	NOVO MERCADO	-	-	-	1.008.282,40	-	1.008.282,40
Qualicorp	NOVO MERCADO	542.222,02	2.101.089,62	-	-	-	2.643.311,63
RaiaDrogasil	NOVO MERCADO	354.004,47	-	-	883.651,72	-	1.237.656,20
Rodobensimob	NOVO MERCADO	-	-	-	634.279,26	-	634.279,26
Sabesp	NOVO MERCADO	1.143.881,50	-	-	-	-	1.143.881,50
Ser Educacional	NOVO MERCADO	-	-	1.315.394,55	-	-	1.315.394,55
Tim Part S/A	NOVO MERCADO	1.196.262,63	-	-	-	-	1.196.262,63
Time For Fun	NOVO MERCADO	-	-	-	400.135,01	-	400.135,01
Totvs	NOVO MERCADO	610.564,62	-	-	-	-	610.564,62
Tractebel	NOVO MERCADO	2.228.082,70	-	679.439,61	-	-	2.907.522,31
Ultrapar	NOVO MERCADO	4.205.540,18	-	1.088.479,43	-	-	5.294.019,61
Weg	NOVO MERCADO	684.423,81	-	-	-	-	684.423,81
Bradesco	BOVESPA NIVEL 1	9.818.282,73	3.129.249,97	2.852.454,38	-	-	15.799.987,08
Bradespar	BOVESPA NIVEL 1	690.211,93	1.928.413,37	205.107,36	-	-	2.823.732,66
Braskem	BOVESPA NIVEL 1	720.865,54	-	179.899,61	-	-	900.765,15
Cemig	BOVESPA NIVEL 1	1.267.681,17	-	-	-	-	1.267.681,17
Cesp	BOVESPA NIVEL 1	506.474,18	-	-	-	-	506.474,18
Copel	BOVESPA NIVEL 1	365.059,37	-	693.859,91	-	-	1.058.919,28

Gerdau	BOVESPA NIVEL 1	2.698.385,94	688.452,51	1.054.664,72	-	-	4.441.503,17
Gerdau Met	BOVESPA NIVEL 1	-	709.451,56	-	-	-	709.451,56
Itausa	BOVESPA NIVEL 1	3.411.668,87	4.256.889,41	-	-	-	7.668.558,28
ItauUnibanco	BOVESPA NIVEL 1	9.376.224,51	3.358.243,20	3.499.988,09	-	-	16.234.455,80
Klabin S/A	BOVESPA NIVEL 1	720.809,62	1.340.926,92	-	-	-	2.061.736,54
P.Acucar-Cbd	BOVESPA NIVEL 1	1.977.863,37	-	515.482,72	-	-	2.493.346,09
Randon Part	BOVESPA NIVEL 1	-	-	378.618,64	-	-	378.618,64
Suzano Papel	BOVESPA NIVEL 1	349.816,81	-	379.461,15	-	-	729.277,96
Usiminas	BOVESPA NIVEL 1	785.503,93	-	219.660,40	-	-	1.005.164,33
Vale	BOVESPA NIVEL 1	13.832.127,84	2.320.196,15	3.939.679,22	-	-	20.092.003,21
Marcopolo	BOVESPA NIVEL 2	-	-	324.366,21	-	-	324.366,21
Multiplan	BOVESPA NIVEL 2	510.385,90	-	-	-	-	510.385,90
Santander BR	BOVESPA NIVEL 2	1.551.800,23	-	-	-	-	1.551.800,23
Ambev	DEMAIS AÇÕES	9.808.835,08	2.255.820,19	2.903.699,39	-	-	14.968.354,66
Graziotin	DEMAIS AÇÕES	-	-	-	345.752,77	-	345.752,77
Lojas Americ	DEMAIS AÇÕES	664.246,62	-	324.371,11	-	-	988.617,73
Metisa	DEMAIS AÇÕES	-	-	-	25.434,67	-	25.434,67
Petrobras	DEMAIS AÇÕES	14.361.428,66	3.001.832,37	3.136.292,38	-	-	20.499.553,41
Sid Nacional	DEMAIS AÇÕES	899.946,16	-	264.000,08	-	-	1.163.946,24
Souza Cruz	DEMAIS AÇÕES	660.855,96	-	-	-	-	660.855,96
Telef Brasil	DEMAIS AÇÕES	1.499.291,06	-	-	-	-	1.499.291,06
Tupy	NOVO MERCADO	-	-	-	425.720,17	-	425.720,17
Viavarejo	BOVESPA NIVEL 2	-	-	370.127,46	-	-	370.127,46

<b>OUTROS</b>	<b>OUTROS</b>	<b>296.067,81</b>	<b>3.729.982,00</b>	<b>585.173,46</b>	<b>242.975,24</b>	<b>-</b>	<b>12.839,00</b>	<b>4.841.359,50</b>
---------------	---------------	-------------------	---------------------	-------------------	-------------------	----------	------------------	---------------------

CAIXA	CAIXA	-	367,92	1.839,60	367,92	2.811,59	5.387,02
A RECEBER	A RECEBER	296.067,81	119.111,98	483.085,75	18.090,72	40,66	916.396,91
A PAGAR	A PAGAR	0,00	631.140,51	9.917,73	11.449,94	15.691,24	668.199,43
LF	RENDA FIXA	-	4.121.678,26	-	-	-	4.121.678,26
LTN	RENDA FIXA	-	119.964,35	-	-	-	119.964,35

NTN - SÉRIE B	RENTA FIXA	-	-	110.165,85	235.966,55	-	346.132,39
FUNDO FIA GUEPARDO	FUNDOS	-	-	-	-	9.910.448,09	9.910.448,09

CARTEIRA RENDA FIXA	PRÓPRIA	ALFA ITAIPAVA	BRADESCO IPANEMA	VOTORANTIM GERIBÁ	
	ELETROSRF	ITAIPAVA	IPANEMA	VOTORANTIN	
PERCENTUAL PARTICIPAÇÃO	100,00%	0,15%	7,53%	28,33%	TOTAL
<b>TÍTULOS PÚBLICOS</b>	<b>778.559.459,41</b>	<b>326.391,14</b>	<b>9.193.568,28</b>	<b>39.783.378,00</b>	<b>827.862.796,83</b>
LTN	-	-	-	39.783.378,00	39.783.378,00
NTN-B	386.760.931,72	326.391,14	9.193.568,28	-	396.280.891,14
NTN-C	391.798.527,69	-	-	-	391.798.527,69
<b>TÍTULOS PRIVADOS</b>	<b>239.427.093,32</b>	<b>101.645,74</b>	<b>9.547.815,12</b>	<b>51.268.158,72</b>	<b>300.344.712,90</b>
					-
<b>LETRAS HIPOTECÁRIAS</b>	<b>164.370.331,67</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>164.370.331,67</b>
CEF	164.370.331,67	-	-	-	164.370.331,67
<b>LETRAS FINANCEIRAS</b>	<b>48.515.519,63</b>	<b>-</b>	<b>5.977.313,29</b>	<b>20.605.874,79</b>	<b>75.098.707,72</b>
BRADESCO	26.769.250,58	-	5.977.313,29	20.605.874,79	53.352.438,67
ITAÚ	21.746.269,05	-	-	-	21.746.269,05
<b>DEBÊNTURES</b>	<b>26.541.242,02</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.739.446,43</b>	<b>35.280.688,45</b>
BRASIL TELECOM	-	-	-	8.739.446,43	8.739.446,43
VALE	5.156.998,36	-	-	-	5.156.998,36
CEMIG	18.696.251,13	-	-	-	18.696.251,13
FERREIRA GUIMARÃES	2.687.992,53	-	-	-	2.687.992,53
<b>CDB</b>	<b>-</b>	<b>101.645,74</b>	<b>3.570.501,83</b>	<b>21.922.837,50</b>	<b>25.594.985,06</b>
ITAÚ	-	101.645,74	3.570.501,83	21.922.837,50	25.594.985,06
					-
<b>FUNDOS FDIC</b>	<b>15.012.557,87</b>	<b>8.068,32</b>	<b>1.130.817,18</b>	<b>-</b>	<b>16.151.443,37</b>
Braskem	15.012.557,87	-	1.130.817,18	-	16.143.375,05
BMG 8 Senio	-	8.068,32	-	-	8.068,32

<b>OUTROS</b>	-	<b>2.687.992,53</b>	-	<b>26,00</b>	-	<b>974,11</b>	-	<b>1.854,24</b>	-	<b>2.690.846,89</b>
Caixa		-		4,44		75,32		2.832,77		<b>2.912,53</b>
Contas a Receber/Poupança		-		0,58		23,51		110,15		<b>134,23</b>
Contas a Pagar/Provisões	-	2.687.992,53	-	31,02	-	1.072,95	-	4.797,16	-	<b>2.693.893,66</b>
<b>TOTAL CARTEIRA</b>		<b>1.030.311.118,07</b>		<b>436.079,20</b>		<b>19.871.226,47</b>		<b>91.049.682,47</b>		<b>1.141.668.106,21</b>



CARTEIRA RENDA FIXA	INFLAÇÃO CD	ESTRATÉGICA	ALFA ITAIPAVA	BRADESCO IPANEMA	VOTORANTIM GERIBÁ	
	008853	ELETROSRFE	ITAIPAVA	IPANEMA	VOTORANTIN	
PERCENTUAL PARTICIPAÇÃO	79,09%	79,09%	59,61%	73,14%	47,85%	TOTAL
<b>TÍTULOS PÚBLICOS</b>	-	99.224.666,93	131.475.104,23	89.263.982,61	67.197.157,02	387.160.910,79
LFT	-	-	-	-	-	-
LTN	-	-	-	-	67.197.157,02	67.197.157,02
NTN-B	-	99.224.666,93	131.475.104,23	89.263.982,61	-	319.963.753,77
NTN-C	-	-	-	-	-	-
NTN-F	-	-	-	-	-	-
						-
<b>TÍTULOS PRIVADOS</b>	143.319.258,31	-	40.944.383,75	92.703.504,97	86.595.826,83	363.562.973,86
						-
<b>LETRAS HIPOTECÁRIAS</b>	-	-	-	-	-	-
CEF	-	-	-	-	-	-
						-
<b>LETRAS FINANCEIRAS</b>	143.319.258,31	-	-	58.036.093,66	34.804.892,75	236.160.244,72
BRADESCO	84.637.565,72	-	-	58.036.093,66	34.804.892,75	177.478.552,13
ITAÚ	58.681.692,59	-	-	-	-	58.681.692,59
						-
<b>DEBÊNTURES</b>	-	-	-	-	14.761.590,98	14.761.590,98
VALE	-	-	-	-	-	-
BRASIL TELECOM	-	-	-	-	14.761.590,98	14.761.590,98
USIMINAS	-	-	-	-	-	-
TELE NORTE	-	-	-	-	-	-
PÃO DE AÇÚCAR	-	-	-	-	-	-
LOJAS AMERICANAS	-	-	-	-	-	-
AMIL	-	-	-	-	-	-
VALE	-	-	-	-	-	-
CEMIG	-	-	-	-	-	-

FERREIRA GUIMARÃES	-	-	-	-	-	-
FG TRUST	-	-	-	-	-	-
INTERVIAS	-	-	-	-	-	-
						-
<b>CDB</b>	-	-	<b>40.944.383,75</b>	<b>34.667.411,31</b>	<b>37.029.343,11</b>	<b>112.641.138,17</b>
ITAÚ	-	-	40.944.383,75	34.667.411,31	37.029.343,11	112.641.138,17
						-
<b>POUPANÇA</b>	-	-	-	-	-	-
						-
<b>FUNDOS FDIC</b>	-	-	<b>3.250.037,20</b>	<b>10.979.550,29</b>	-	<b>14.229.587,49</b>
Braskem	-	-	-	10.979.550,29	-	10.979.550,29
BMG 8 Senio	-	-	3.250.037,20	-	-	3.250.037,20
ALFA	-	-	-	-	-	-
ANS	-	-	-	-	-	-
						-
<b>OUTROS</b>	- 0,00	- 0,00	- 10.473,86	- 9.458,06	- 3.131,96	- 23.063,88
Caixa	-	-	1.788,39	731,36	4.784,76	7.304,51
Contas a Receber/Poupança	-	-	231,80	228,25	186,05	646,10
Contas a Pagar/Provisões	- 0,00	- 0,00	- 12.494,05	- 10.417,67	- 8.102,77	- 31.014,49
<b>TOTAL CARTEIRA</b>	<b>143.319.258,31</b>	<b>99.224.666,93</b>	<b>175.659.051,32</b>	<b>192.937.579,81</b>	<b>153.789.851,90</b>	<b>764.930.408,26</b>

Carteira de Empréstimos	Indexador	Ativo	A pagar	PL Líquido
Plano BD	INPC + 6%	84.358.395,27	- 2.968,79	84.355.426,48
Plano CD Eletrobrás	INPC + 6%	40.692.339,70	-	40.692.339,70
<b>TOTAL GERAL</b>		<b>125.050.734,97</b>	<b>- 2.968,79</b>	<b>125.047.766,18</b>

Carteira Imobiliária	Ativo	Outros	Total
Plano BD	164.682.442,26	1.868.697,62	166.551.139,88
Plano CD Eletrobrás	62.339.473,14	707.383,40	63.046.856,54
<b>TOTAL GERAL</b>		<b>2.576.081,02</b>	<b>229.597.996,42</b>

Carteira Estruturados	Plano BD	Plano CD
FIC Búzios Itaú	63.247.059,62	36.303.816,79
FIP GTD BNY Mellon	2.435.534,33	1.884.602,50
<b>TOTAL GERAL</b>		<b>38.188.419,29</b>

Segmentos	BD Eletrobras		CD Eletrobras	
	Nominal	Real	Nominal	Real
Renda Fixa	-3,74%	-8,81%	4,57%	-0,94%
Renda Variável	-1,35%	-6,55%	-1,33%	-6,53%
Imóveis	6,03%	0,44%	6,03%	0,44%
Empréstimos	12,25%	6,33%	11,70%	5,81%
Inv. Estruturados	9,08%	3,34%	9,39%	3,63%
<b>Consolidado</b>	<b>-1,24%</b>	<b>-6,44%</b>	<b>4,04%</b>	<b>-1,44%</b>

INDEXADORES	2013
INPC	5,56%
CDI	8,06%
INPC + 5,5%	11,37%
INPC + 4,2%	10,00%

Segmentos	BD Eletrobras		CD Eletrobras	
	R\$ mil		R\$ mil	
Renda Fixa	1.141.668	64,4%	764.928	67,9%
Renda Variável	314.074	17,7%	220.386	19,6%
Estruturados	65.683	3,7%	38.189	3,4%
Imóveis	166.551	9,4%	63.047	5,6%
Empréstimos	84.355	4,8%	40.692	3,6%
<b>Consolidado</b>	<b>1.772.331</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.127.242</b>	<b>100,0%</b>

**RESUMO DOS BENEFÍCIOS PAGOS PELA FOLHA DE ASSISTIDOS DE 2013  
RESPONSABILIDADE ELETROS**

Folha de Pagamento de Benefícios - Eletrobras - 2013 (Plano BD)

Mês	Contribuição Patrocinadora
Jan	11.952.384,17
Fev	11.912.020,86
Mar	11.928.857,80
Abr	11.919.650,81
Mai	11.922.047,27
Jun	11.907.608,23
Jul	11.961.499,25
Ago	11.999.456,46
Set	12.092.997,50
Out	12.119.308,75
Nov	12.145.418,64
Dez e 13º sal	24.220.743,05
Total	156.081.992,79

Folha de Pagamento de Benefícios - Eletrobras - 2013 (Plano CD)

Mês	Contribuição Patrocinadora
Jan	1.182.998,45
Fev	1.204.351,17
Mar	1.195.025,39
Abr	1.182.998,45
Mai	1.225.547,41
Jun	1.278.298,17
Jul	1.331.280,40
Ago	1.396.497,66
Set	1.756.801,37
Out	2.235.256,40
Nov	1.628.822,32
Dez e 13º sal	3.238.332,98
Total	18.856.210,17



**Fundo Setorial**

**Reserva Global de Reversão - RGR**

**Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

Rio de Janeiro  
Maio de 2014

## **Fundo Setorial**

### **Reserva Global de Reversão - RGR**

## **Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

Relatório de Gestão do exercício de 2013 apresentado aos órgãos de controle interno e externo como prestação de contas anual a que esta Unidade está obrigada nos termos do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 132/2013 e da Portaria TCU nº 175/2013.

Rio de Janeiro  
Maio de 2014



## SUMÁRIO

### **PARTE A – INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO**

1. Identificação e atributos das unidades cujas gestões compõem o relatório.....
2. Planejamento estratégico, plano de metas e de ações.....
3. Estruturas de governança e de autocontrole da gestão.....
4. Programação e execução da despesa orçamentária e financeira.....
5. Tópicos especiais da execução orçamentária e financeira.....
6. Gestão de pessoas, terceirização de mão de obra e custos relacionados.....
7. Gestão do patrimônio mobiliário e imobiliário.....
8. Gestão da tecnologia da informação e gestão do conhecimento.....
9. Gestão do uso dos recursos renováveis e sustentabilidade ambiental.....
10. Conformidades e tratamento de disposições legais e normativas.....
11. Informações contábeis.....
12. Outras informações sobre a gestão.....

### **PARTE B – INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO**

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.....
2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.....
3. Relação de arquivos anexos.....

# Reserva Global de Reversão – RGR

## Parte A

### 1.1. Identificação da Unidade Jurisdicionada

#### Quadro A.1.1.3 - Identificação – Relatório de Gestão Agregado

Poder e Órgão de Vinculação			
<b>Poder:</b> Executivo			
<b>Órgão de Vinculação:</b> Ministério de Minas e Energia - MME			<b>Código SIORG:</b> sem relação
Identificação da Unidade Jurisdicionada Agregadora			
<b>Denominação Completa:</b> Centrais Elétricas Brasileiras S/A			
<b>Denominação Abreviada:</b> Eletrobras			
<b>Código SIORG:</b> 226	<b>Código na LOA:</b> Não se aplica	<b>Código SIAFI:</b> 910808	
<b>Natureza Jurídica:</b> Sociedade de Economia Mista		<b>CNPJ:</b> 00.001.180/0002-07	
<b>Principal Atividade:</b> Energia Elétrica			<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b> (21) 2514-4933	(21) 2514-6301	(21) 2514-6001	
<b>Endereço Eletrônico:</b> pr@eletrobras.com			
<b>Página na Internet:</b> www.eletrobras.com			
<b>Endereço Postal:</b> Sede: SCN, Quadra 4, Bloco B, sala 203 – Ed.Centro Empresarial Varig, CEP 70.714-900 – Brasília/DF Escritório Central: Avenida Presidente Vargas nº 409, 13º, CEP 20.071-003 – Rio de Janeiro/RJ			
Identificação das Unidades Jurisdicionadas Agregadas			
<b>Número de Ordem:</b> 2			
<b>Denominação Completa:</b> Reserva Global de Reversão			
<b>Denominação Abreviada:</b> RGR			
<b>Código SIORG:</b> sem relação	<b>Código na LOA:</b> sem relação	<b>Código SIAFI:</b> sem relação	
<b>Natureza Jurídica:</b> Fundos		<b>CNPJ:</b>	
<b>Principal Atividade:</b>			<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b> (21) 2514-4933	(21) 2514-6301		
<b>E-mail:</b>			
<b>Página na Internet:</b> www.eletrobras.com			
<b>Endereço Postal:</b>			
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Agregadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Decreto nº 41.019/57; Lei nº 5.655/71; Lei nº 8.631/93; Decreto nº 774/93.			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Resolução ANEEL nº 023, de 05 de fevereiro de 1999; Resolução Normativa ANEEL nº 074 de 15 de julho de 2004.			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
-			
Unidades Gestoras e Gestões Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Agregadas			
Unidades Gestoras Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Gestões relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Relacionamento entre Unidades Gestoras e Gestões			
Código SIAFI da Unidade Gestora		Código SIAFI da Gestão	

### 1.2. Finalidade e Competências Institucionais da Unidade

#### **Reserva Global de Reversão – RGR**

A RGR foi criada pela Lei 5.655/1971 com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica. Os recursos, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, são aplicados na concessão de financiamentos destinados a expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do governo federal.

Com o advento da MP 517/2010, convertida na Lei 12.431/2011, Art.20, a cobrança das quotas da RGR foi prorrogada até o final do exercício de 2035.

A partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, a RGR sofreu alterações, a saber: 1) Art.15, a critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados; 2) Art.20, a RGR foi autorizada a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; 3) Art.21, ficaram desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012, e as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013; 4) Art.22, os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.

A Eletrobras liberou, no exercício financeiro de 2013, o montante de R\$ 18.722 milhões de recursos da RGR nos termos da legislação aplicável, destacando-se que R\$ 13.227 milhões foram referentes a indenizações decorrentes da Lei 12.783/2013 e R\$ 486 milhões referentes a financiamentos concedidos nos termos da Lei 5.655/71.

## Reserva Global de Reversão – RGR

### INGRESSOS E APLICAÇÕES EM 2013

Movimentação	(R\$ milhões)	
<b>Ingressos:</b>	<b>3.466</b>	
Arrecadação de Quotas	574	
Amortização de Empréstimos	1.303	
Transferência do Fundo CDE	1.517	
Outros	72	
<b>Aplicações:</b>	<b>18.722</b>	
Financiamentos	486	
Indenizações	13.227	
Transferência para o Fundo CDE	4.991	
Outros	18	
Região	Financiamento Liberado (R\$ milhões)	(%)
Norte	220	45,3
Nordeste	105	21,5
Centro-Oeste	12	2,5
Sudeste	80	16,5
Sul	69	14,2
<b>Total</b>	<b>486</b>	<b>100,0</b>

### LINHAS DE CRÉDITO

Programa	Liberações (R\$ milhões)	(%)
Luz para Todos	42	8,6
Reluz/Conservação	13	2,7
Geração	87	17,9
Transmissão	262	53,9
Distribuição	82	16,9
Revitalização de Parques Térmicos	0	0,0
Outros	0	0,0
<b>Total</b>	<b>486</b>	<b>100,0</b>

## **1.3. Organograma Funcional**

A este fundo aplica-se o organograma funcional da Eletrobras.

## **2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

## **2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

## **2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

## **3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos**

A este fundo aplicam-se as mesmas avaliações constantes do Relatório de Gestão da Eletrobras.

## **4. Programação e Execução Orçamentária e Financeira**

A programação orçamentária deste fundo está inserida no contexto da Eletrobras.

## **5. Tópicos Especiais da Execução Orçamentária e Financeira**

Não se aplica a este fundo este item.

## **10.1. Deliberações do TCU e do OCI Atendidas no Exercício**

As deliberações que por ventura existem para este fundo, constam do Relatório de Gestão da Eletrobras.

## **11.3. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas previstas na Lei nº 4.320/1964 e pela NBCT 16.6 aprovada pela Resolução CFC nº 1.133/2008**

As Demonstrações Contábeis deste fundo estão inseridas nas mesmas Demonstrações da Eletrobras.

## **11.6. Parecer da Auditoria Independente**

O parecer da Auditoria Independente está inserido no parecer das Demonstrações.



**Fundo Setorial**

**Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**

**Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

Rio de Janeiro  
Maio de 2014

## **Fundo Setorial**

### **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**

### **Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

Relatório de Gestão do exercício de 2013 apresentado aos órgãos de controle interno e externo como prestação de contas anual a que esta Unidade está obrigada nos termos do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 132/2013 e da Portaria TCU nº 175/2013.

Rio de Janeiro  
Maio de 2014

## SUMÁRIO

### **PARTE A – INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO**

1. Identificação e atributos das unidades cujas gestões compõem o relatório.....
2. Planejamento estratégico, plano de metas e de ações.....
3. Estruturas de governança e de autocontrole da gestão.....
4. Programação e execução da despesa orçamentária e financeira.....
5. Tópicos especiais da execução orçamentária e financeira.....
6. Gestão de pessoas, terceirização de mão de obra e custos relacionados.....
7. Gestão do patrimônio mobiliário e imobiliário.....
8. Gestão da tecnologia da informação e gestão do conhecimento.....
9. Gestão do uso dos recursos renováveis e sustentabilidade ambiental.....
10. Conformidades e tratamento de disposições legais e normativas.....
11. Informações contábeis.....
12. Outras informações sobre a gestão.....

### **PARTE B – INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO**

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.....
2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.....
3. Relação de arquivos anexos.....



# Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

## Parte A

### 1.1. Identificação da Unidade Jurisdicionada

#### Quadro A.1.1.3 - Identificação – Relatório de Gestão Agregado

Poder e Órgão de Vinculação			
<b>Poder:</b> Executivo			
<b>Órgão de Vinculação:</b> Ministério de Minas e Energia - MME			<b>Código SIORG:</b> sem relação
Identificação da Unidade Jurisdicionada Agregadora			
<b>Denominação Completa:</b> Centrais Elétricas Brasileiras S/A			
<b>Denominação Abreviada:</b> Eletrobras			
<b>Código SIORG:</b> 226	<b>Código na LOA:</b> Não se aplica	<b>Código SIAFI:</b> 910808	
<b>Natureza Jurídica:</b> Sociedade de Economia Mista		<b>CNPJ:</b> 00.001.180/0002-07	
<b>Principal Atividade:</b> Energia Elétrica			<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b> (21) 2514-4933	(21) 2514-6301	(21) 2514-6001	
<b>Endereço Eletrônico:</b> pr@eletrobras.com			
<b>Página na Internet:</b> www.eletrobras.com			
<b>Endereço Postal:</b> Sede: SCN, Quadra 4, Bloco B, sala 203 – Ed.Centro Empresarial Varig, CEP 70.714-900 – Brasília/DF Escritório Central: Avenida Presidente Vargas nº 409, 13º, CEP 20.071-003 – Rio de Janeiro/RJ			
Identificação das Unidades Jurisdicionadas Agregadas			
<b>Número de Ordem:</b> 2			
<b>Denominação Completa:</b> Conta de Desenvolvimento Energético			
<b>Denominação Abreviada:</b> CDE			
<b>Código SIORG:</b> sem relação	<b>Código na LOA:</b> sem relação	<b>Código SIAFI:</b> sem relação	
<b>Natureza Jurídica:</b> Fundos		<b>CNPJ:</b>	
<b>Principal Atividade:</b>			<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b> (21) 2514-4933	(21) 2514-6301		
<b>E-mail:</b>			
<b>Página na Internet:</b> www.eletrobras.com			
<b>Endereço Postal:</b>			
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Agregadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Lei nº 10.438/2002; Decreto nº 4.541/2002			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Resolução Normativa ANEEL nº 074 de 15 de julho de 2004; Resolução Normativa ANEEL nº 500 de 17 de julho de 2012.			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
-			
Unidades Gestoras e Gestões Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Agregadas			
Unidades Gestoras Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Gestões relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Relacionamento entre Unidades Gestoras e Gestões			
Código SIAFI da Unidade Gestora		Código SIAFI da Gestão	

## Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

---

### 1.2. Finalidade e Competências Institucionais da Unidade

#### **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**

A CDE foi criada pela Lei 10.438/2002 com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Para compensar as concessionárias de energia elétrica pela redução de receitas oriundas do atendimento aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda foi criada a subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, e da MP 605/2013, ambas regulamentadas pelo DEC 7.891/2013, a CDE passou a ter os seguintes objetivos: 1) Prover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; 2) Garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; 3) Prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; 4) Prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; 5) Promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei no 9.648/1998; 6) Promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural; 7) Prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo; 8) Prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão – RGR, à Conta de Consumo de Combustível - CCC e poderão também ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica.

Em 2013, nos termos autorizados pelas Leis 10.438/2002 e 12.783/2013, foi liberado recursos da CDE na ordem de R\$ 16.145 milhões, destacando-se que R\$ 5.650 milhões foram referentes a repasses CCEE para custos de termelétricas, 3.887 milhões para subvenção “Compensação de Variação de Itens da Parcela A e R\$ 2.846 milhões para subsídios tarifários”.

## Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

### INGRESSOS E APLICAÇÕES EM 2013

Movimentação	(R\$ milhões)
<b>Ingressos: CDE+UBP+Multas Aneel</b>	<b>16.894</b>
Arrecadação de Quotas	1.712
Crédito Transferido do Tesouro Nacional	9.856
Transferência da RGR	4.991
Outras Fontes	335
<b>Aplicações:</b>	<b>19.324</b>
Subvenção Luz para Todos	548
Subvenção Baixa Renda	2.087
Subvenção CVA	3.887
Subsídios Tarifários	2.846
Subvenção Equalização da Redução Tarifária	260
Repasse CCEE – Custos Termelétricas	5.650
Carvão Mineral	867
Transferências de Recursos para o Fundo CCC	1.657
Transferências de Recursos para o Fundo RGR	1.517
Outras Aplicações	5

Região	Recursos Contratados até 31/12/2013 (R\$ milhões)							
	Programas de Obras				Projetos Especiais	Total		
	CDE	RGR	CDE + RGR		CDE	CDE	RGR	CDE + RGR
Norte	660	-	660	-	660	-	660	
Nordeste	825	-	825	-	825	-	825	
Centro-Oeste	24	-	24	-	24	-	24	
Sudeste	13	-	13	-	13	-	13	
Sul	1	-	1	-	1	-	1	
<b>Brasil</b>	<b>1.523</b>	<b>-</b>	<b>1.523</b>	<b>-</b>	<b>1.523</b>	<b>-</b>	<b>1.523</b>	

Região	Recursos Liberados até 31/12/2013 (R\$ milhões)							
	Programas de Obras				Projetos Especiais	Total		
	CDE	RGR	CDE + RGR		CDE	CDE	RGR	CDE + RGR
Norte	232	220	452	3	235	220	455	
Nordeste	294	105	399	0	294	105	399	
Centro-Oeste	12	80	92	-	12	80	92	
Sudeste	4	69	73	-	4	69	73	
Sul	3	12	15	-	3	12	15	
<b>Brasil</b>	<b>545</b>	<b>486</b>	<b>1.031</b>	<b>3</b>	<b>548</b>	<b>486</b>	<b>1.034</b>	

# Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

---

## **1.3. Organograma Funcional**

A este fundo aplica-se o organograma funcional da Eletrobras.

## **2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

## **2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

## **2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

## **3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos**

A este fundo aplicam-se as mesmas avaliações constantes do Relatório de Gestão da Eletrobras.

## **4. Programação e Execução Orçamentária e Financeira**

A programação orçamentária deste fundo está inserida no contexto da Eletrobras.

## **5. Tópicos Especiais da Execução Orçamentária e Financeira**

Não se aplica a este fundo este item.

## **10.1. Deliberações do TCU e do OCI Atendidas no Exercício**

As deliberações que por ventura existem para este fundo, constam do Relatório de Gestão da Eletrobras.

## **11.3. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas previstas na Lei nº 4.320/1964 e pela NBCT 16.6 aprovada pela Resolução CFC nº 1.133/2008**

As Demonstrações Contábeis deste fundo estão inseridas nas mesmas Demonstrações da Eletrobras.

## **11.6. Parecer da Auditoria Independente**

O parecer da Auditoria Independente está inserido no parecer das Demonstrações.

José da Costa Carvalho Neto  
Presidente da Eletrobras



**Fundo Setorial**

**Utilização de Bem Público - UBP**

**Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

Rio de Janeiro  
Maio de 2014

## **Fundo Setorial**

### **Utilização de Bem Público - UBP**

### **Relatório de Gestão do Exercício de 2013**

Relatório de Gestão do exercício de 2013 apresentado aos órgãos de controle interno e externo como prestação de contas anual a que esta Unidade está obrigada nos termos do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 132/2013 e da Portaria TCU nº 175/2013.

Rio de Janeiro  
Maio de 2014

## SUMÁRIO

### **PARTE A – INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO**

1. Identificação e atributos das unidades cujas gestões compõem o relatório.....
2. Planejamento estratégico, plano de metas e de ações.....
3. Estruturas de governança e de autocontrole da gestão.....
4. Programação e execução da despesa orçamentária e financeira.....
5. Tópicos especiais da execução orçamentária e financeira.....
6. Gestão de pessoas, terceirização de mão de obra e custos relacionados.....
7. Gestão do patrimônio mobiliário e imobiliário.....
8. Gestão da tecnologia da informação e gestão do conhecimento.....
9. Gestão do uso dos recursos renováveis e sustentabilidade ambiental.....
10. Conformidades e tratamento de disposições legais e normativas.....
11. Informações contábeis.....
12. Outras informações sobre a gestão.....

### **PARTE B – INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO**

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.....
2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.....
3. Relação de arquivos anexos.....

# Utilização de Bem Público – UBP

## Parte A

### 1.1. Identificação da Unidade Jurisdicionada

#### Quadro A.1.1.3 - Identificação – Relatório de Gestão Agregado

Poder e Órgão de Vinculação			
<b>Poder:</b> Executivo			
<b>Órgão de Vinculação:</b> Ministério de Minas e Energia - MME			<b>Código SIORG:</b> sem relação
Identificação da Unidade Jurisdicionada Agregadora			
<b>Denominação Completa:</b> Centrais Elétricas Brasileiras S/A			
<b>Denominação Abreviada:</b> Eletrobras			
<b>Código SIORG:</b> 226	<b>Código na LOA:</b> Não se aplica	<b>Código SIAFI:</b> 910808	
<b>Natureza Jurídica:</b> Sociedade de Economia Mista		<b>CNPJ:</b> 00.001.180/0002-07	
<b>Principal Atividade:</b> Energia Elétrica			<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b> (21) 2514-4933	(21) 2514-6301	(21) 2514-6001	
<b>Endereço Eletrônico:</b> pr@eletrobras.com			
<b>Página na Internet:</b> www.eletrobras.com			
<b>Endereço Postal:</b> Sede: SCN, Quadra 4, Bloco B, sala 203 – Ed.Centro Empresarial Varig, CEP 70.714-900 – Brasília/DF Escritório Central: Avenida Presidente Vargas nº 409, 13º, CEP 20.071-003 – Rio de Janeiro/RJ			
Identificação das Unidades Jurisdicionadas Agregadas			
<b>Número de Ordem:</b> 3			
<b>Denominação Completa:</b> Utilização de Bem Público			
<b>Denominação Abreviada:</b> UBP			
<b>Código SIORG:</b> sem relação	<b>Código na LOA:</b> sem relação	<b>Código SIAFI:</b> sem relação	
<b>Natureza Jurídica:</b> Fundos		<b>CNPJ:</b>	
<b>Principal Atividade:</b>			<b>Código CNAE:</b> sem relação
<b>Telefones/Fax de Contato:</b> (21) 2514-4933	(21) 2514-6301		
<b>E-mail:</b>			
<b>Página na Internet:</b> www.eletrobras.com			
<b>Endereço Postal:</b>			
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Agregadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971; Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Decreto nº 774, de 18 de março de 1993; Resolução ANEEL nº 23, de 05 de fevereiro de 1999			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
-			
Unidades Gestoras e Gestões Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Agregadas			
Unidades Gestoras Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Gestões relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Relacionamento entre Unidades Gestoras e Gestões			
Código SIAFI da Unidade Gestora		Código SIAFI da Gestão	



## Utilização de Bem Público – UBP

---

### 1.2. Finalidade e Competências Institucionais da Unidade

#### Utilização de Bem Público – UBP

De acordo com a lei nº 9648, de 27.05.1998, em caso de alteração do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente, a nova concessão será outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar pelo uso de bem público, pelo prazo de cinco anos, a contar da assinatura do respectivo contrato de concessão, valor correspondente até 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) da receita anual que auferir.

A ANEEL calcula e divulga, com relação a cada produtor independente de que trata este artigo, o valor anual pelo uso de bem público.

Até 31 de dezembro de 2002, os recursos arrecadados a título de pagamento pelo uso de bem público, de que trata este artigo, serão destinados de forma idêntica à prevista na legislação para os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o art. 4º da Lei no 5.655, de 20 de maio de 1971, com a redação dada pelo art. 9º da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993. A Eletrobras destinará os recursos da conta UBP conforme previsto no § 2º, devendo, ainda, proceder a sua correção periódica, de acordo com os índices de correção que forem indicados pela ANEEL e creditar a essa conta juros de 5% (cinco por cento) ao ano sobre o montante corrigido dos recursos. Os rendimentos dos recursos não utilizados reverterão, também, à conta UBP.

A partir de janeiro de 2003 os recolhimentos mensais a título de Uso de Bem Público (UPB) passaram a ingressar na conta corrente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela lei nº 10.438, de 26/04/2002.

A partir de 29.04.2002, os valores creditados na referida conta corrente UBP foram transferidos para a conta corrente CDE.

A conta corrente em nome da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras – UBP encontra-se sem movimentação sendo este o motivo do saldo estar zerado, por outro lado a conta aplicação apresenta um saldo de R\$ 381.875.977,81 em 31/12/2013.

### **1.3. Organograma Funcional**

A este fundo aplica-se o organograma funcional da Eletrobras.

### **2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

### **2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

### **2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações**

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

### **3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos**

A este fundo aplicam-se as mesmas avaliações constantes do Relatório de Gestão da Eletrobras.

### **4. Programação e Execução Orçamentária e Financeira**

A programação orçamentária deste fundo está inserida no contexto da Eletrobras.

### **5. Tópicos Especiais da Execução Orçamentária e Financeira**

Não se aplica a este fundo este item.

### **10.1. Deliberações do TCU e do OCI Atendidas no Exercício**

As deliberações que por ventura existem para este fundo, constam do Relatório de Gestão da Eletrobras.

### **11.3. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas previstas na Lei nº 4.320/1964 e pela NBCT 16.6 aprovada pela Resolução CFC nº 1.133/2008**

As Demonstrações Contábeis deste fundo estão inseridas nas mesmas Demonstrações da Eletrobras.

### **11.6. Parecer da Auditoria Independente**

O parecer da Auditoria Independente está inserido no parecer das Demonstrações.