

Ofício UGP nº 082/2016.

Porto Alegre, 05 de julho de 2016.

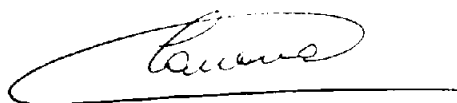
Ao Senhor
Arturo Alarcon
Especialista Líder em Energia
Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID
SEN Quadra 802 Conjunto F Lote 39
70800-400 – Brasília – DF

**Ref.: Contrato de Empréstimo Nº 2813/OC-BR– Programa
Pró-Energia RS CEEE-GT. Demonstrações Financeiras 2015 -
CEEE-GT**

Prezado Senhor,

Encaminhamos a V.Sª documentação anexa para atendimento às cláusulas 5.03 (a) e 5.03 (b) – “Demonstrações Financeiras e outros relatórios” do contrato Nº 2813/OC-BR entre CEEE-GT e BID, assim como a cláusula 12.1 do contrato Nº CBR1043 01 K entre CEEE-GT e AFD.

Atenciosamente,



Jairo Luiz Canova
Unidade de Gerenciamento do Programa
Diretoria Financeira e de Relações com Investidores - Grupo CEEE

Anexo:

I – Relatório DfS 31122015 CEEE-GT



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

DEZEMBRO 2015

**Conforme as Práticas Contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as
Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS)**

Períodos findos em 31 de Dezembro de 2015 e 2014.

Valores expressos em milhares de reais.

SUMARIO

Relatório de Administração

Relatório de Administração	03
----------------------------	----

Demonstrações Financeiras

Balancos Patrimoniais	24
Demonstração dos Resultados	25
Demonstração dos Resultados Abrangentes	25
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	26
Demonstração dos Fluxos de Caixa	27
Demonstração dos Valores Adicionados	28

Notas Explicativas

Notas Explicativas	29
--------------------	----

Relatórios

Relatório dos Auditores Independentes	100
Declaração dos Diretores	102
Parecer do Conselho Fiscal	104
Manifestação do Conselho de Administração	105

[Handwritten signatures and initials]

SENHORIAS AACIONISTAS

A Administração da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório da Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Ao iniciarmos essa gestão, em janeiro de 2015, confirmamos a impressão que sempre tivemos como cidadãos e consumidores. Tratava-se de um grande grupo empresarial que abriga na sua estrutura uma robusta cadeia produtiva do setor elétrico com seus três elos: Geração, Transmissão e Distribuição. Encontramos um cenário de grandes oportunidades, mas também um ambiente de muitas ameaças. Neste contexto, adotamos fortes medidas de gestão, primando pela transparência e atuando com prontidão e preventivamente. Dentre as principais medidas já tomadas, criamos o Comitê de Racionalização de Gastos e a Sala de Monitoramento para acompanhar de perto os principais projetos e obras. Reestruturamos a dívida e estamos investindo no incremento da receita.

No ano de 2015 a CEEE-GT priorizou os projetos dispostos no Acordo de Resultados celebrado junto ao Governo do Estado do RS e definiu seus indicadores operacionais em aderência as metas expostas nos contratos de concessão, o que favoreceu a consolidação de uma gestão técnica, contribuindo para o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia. Neste ínterim, cabe destacar que no exercício em referência, a CEEE-GT conseguiu reverter o resultado negativo apresentado nas suas três últimas Demonstrações Financeiras, gerando lucro em 2015.

A CEEE-GT além de suas iniciativas próprias, no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos concedidos em parceria com outras empresas, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia, com a TESB - Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA e com a FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia.

Na área de meio ambiente, merece destaque o fato de que em 2015, pelo segundo ano consecutivo, a empresa conseguiu obter todos os licenciamentos junto aos Órgãos Ambientais.

Ainda em 2015, evoluímos consideravelmente no desenvolvimento do novo sistema corporativo SAP, denominado CONVEX. O novo ERP (Enterprise Resource Planning) permitirá que a Companhia trabalhe de forma integrada, consolidada e otimizando os processos. Este projeto, no seu cronograma de trabalho, possui a previsão de implantação projetada para o final do primeiro semestre de 2016.

Cabe destacar que no ano de 2016 a CEEE-GT deverá definir os norteadores estratégicos para o quinquênio 2016-2020, focar sua atuação estratégica nos projetos dispostos no Plano de Ajuste Estrutural, onde serão priorizadas as ações que visam à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Companhia e, com relação a sua Política de Investimento deverá concluir as obras contratadas pelo consórcio TESB o Complexo Eólico Povo Novo, primeiro parque de geração eólica da empresa e analisará a possibilidade de renovar a concessão, antecipadamente, da Usina Hidrelétrica de Itaúba, que representa aproximadamente 50% (cinquenta por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da CEEE-GT.

2. PERFIL DA EMPRESA

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT é uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul.

A CEEE-GT é uma sociedade de economia mista originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, efetuado em novembro de 2006. Tem como maior acionista a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), que, por sua vez, tem o Estado do Rio Grande do Sul como acionista majoritário.



A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

2.1. Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2015 é a seguinte:

Composição do Capital Social						
Acionista	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%
CEEL Par	255.232.851	67,05	43.495	0,66	255.276.346	65,92
ELETOBRAS	122.681.434	32,23	3.505.584	53,44	126.187.018	32,59
MUNICIPIOS	1.323.371	0,34	2.030.636	30,95	3.354.007	0,87
BMF BOVESPA S.A	1.404.802	0,37	913.055	13,92	2.317.857	0,60
OUTROS	26.812	0,01	67.788	1,03	94.600	0,02
TOTAL	380.669.270	100	6.560.558	100	387.229.828	100

2.2. Reconhecimentos

Prêmio 500 Maiores do Sul

O Grupo CEEE ocupou a 10ª colocação no ranking do Rio Grande do Sul e a 29ª posição na região Sul do Brasil, em 2015. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC, com dados coletados no balanço financeiro das empresas (ou grupos). A publicação também apurou que, de acordo com a receita líquida (receita bruta menos os abatimentos, devoluções e tributos), o Grupo CEEE é o 5º maior no setor de energia da Região Sul e o 8º maior do RS.

Medalha Tiradentes

O presidente Paulo de Tarso Pinheiro Machado recebeu, no dia 03 de dezembro, no Palácio da Polícia, a Medalha Tiradentes, concedida pela Polícia Civil do RS. O presidente do Grupo CEEE foi indicado pela importante parceria com a instituição.

Ranking Estadão Empresas Mais

No estudo elaborado pelo jornal O Estado de São Paulo, a CEEE também conquista posição de destaque entre as 1500 maiores companhias do Brasil. Com metodologia diferente da aplicada pela revista Amanhã, o Ranking Estadão classificou a CEEE-GT como a 725ª empresa com maior receita líquida.

Prêmio Qualidade da Transparência Contábil

A CEEE GT recebeu o Prêmio Qualidade da Transparência Contábil, conferido pela Abraconee - Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica. O Diploma pelo 3º lugar obtido como "Melhor Divulgação das Demonstrações Financeiras", na categoria Companhia de Médio Porte, do exercício de 2014, foi entregue no XXXI Encontro Nacional dos Contadores do Setor de Energia Elétrica realizado, de 21 a 25 de novembro, em Uberlândia (MG).

3. GESTÃO E GOVERNANÇA CORPORATIVA

3.1. Organização e Gestão

A CEEE-GT, no âmbito do Departamento de Operação do Sistema, da Divisão de Instalações na transmissão, possui certificação ISO9001/2008 para o escopo Pré-Operação, Operação em Tempo Real, Pós-Operação e Normatização desde 2001.

Para obter a certificação, estes processos devem ser submetidos a auditorias de empresas certificadoras independentes, periodicamente. Cada certificação tem duração de três anos. De julho de 2014 a julho de 2017, a empresa certificadora é a ABS Group.

Nas últimas cinco avaliações semestrais não foram registradas não-conformidades nos processos.

3.2. Ética

Por meio de seu conjunto de valores e princípios éticos, o Código de Ética da CEEE-GT estabelece diretrizes básicas para a conduta requerida para todos os dirigentes, empregados e partes interessadas, independente da área de atuação e do nível hierárquico por estes ocupados.

A Companhia assegura a manutenção de canais de relacionamento, internos e externos, para o recebimento de consultas e denúncias de práticas irregulares ou consideradas ilegais e contrárias aos valores e princípios éticos disponíveis para a sociedade, clientes, fornecedores, investidores e empregados.

3.3. Governança Corporativa

A Companhia segue as melhores práticas de mercado, fazendo parte do Nível 1 de Governança Corporativa da BMF&Bovespa, onde estão listadas as empresas com reconhecida transparência com seus públicos.

A estrutura da administração da empresa é constituída pela Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Colegiada, Conselho Fiscal e Conselho de Consumidores. Além disso, completa a estrutura de governança a Auditoria Interna, a Auditoria Independente, os comitês de assessoramento à Diretoria e os canais de comunicação da empresa com suas partes interessadas.

3.4. Tecnologia da informação

Em 2016 teremos a implantação do novo Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP) que deverá ocorrer a partir de maio de 2016. O Sistema de gestão empresarial adquirido pelo Grupo CEEE é o mesmo utilizado em 90% das empresas do setor elétrico nacional que trabalham com ERP e trará vários benefícios como: otimização e centralização dos processos alinhando-os às melhores práticas de mercado; processos claros, integrados e sem retrabalho; confiabilidade das informações, devido a forte integração entre os Sistemas; maior alinhamento entre estratégias e operações; maior controle, produtividade e acesso imediato às informações para tomada de decisão; possibilidade de reestruturação organizacional.

3.5. Acordo de Resultados

Em 2015, a Companhia celebrou junto a Secretaria de Minas e Energia do Governo do Estado do RS o **Acordo de Resultados**. Este acordo formaliza os principais compromissos das empresas estatais vinculadas ao Governo do Estado do Rio Grande do Sul e a Sociedade, estabelecendo um conjunto de ações, indicadores e metas a serem alcançadas no ano.

Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos. Cabe destacar que todos os indicadores técnicos e financeiros constantes no referido Acordo lograram êxito, superando as metas propostas, conforme demonstrado no quadro que segue:

Indicador	Sigla	Descrição	Unidade	2013	2014	2015	Tendência
Transmissão de Energia Elétrica	ET	Energia interrompida na Transmissão representada pelo percentual de energia não entregue ao usuário em relação à energia solicitada CEEE-GT em relação à energia solicitada pelo usuário. Quanto menor, melhor. ET medido pela energia gerada em relação ao plano de atendimento da Transmissão.	%	0,00	0,00	0,00	↓
	CO&M	Disponibilidade Qualitativa Operação e Manutenção (DQOM) em relação ao plano de atendimento da Transmissão. Base de cálculo: energia gerada em relação ao plano de atendimento da Transmissão. Quanto maior, melhor.	%	99,99	99,99	99,99	↑
Geração de Energia Elétrica	OGMEO	Medição da Disponibilidade do Serviço Hidroelétrico e a média mensal de disponibilidade dos hidrelétricos.	%	99,99	99,99	99,99	↑
	TEPA CEEE-G	Temperatura média mensal de operação das usinas hidrelétricas. Quanto maior, melhor. Base de cálculo: energia gerada em relação ao plano de atendimento da Transmissão. Quanto maior, melhor.	%	99,99	99,99	99,99	↓
	EBITDA	Resultado Operacional	em milhões de reais	1.250,00	1.250,00	1.250,00	↑

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1. Setor de Energia Elétrica no Brasil

O consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,86% em 2014 em relação a 2013, registrando 531,08 TWh. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a estrutura da oferta de energia elétrica brasileira foi proveniente em 59,82 % de usinas hidroelétricas (se considerarmos que a energia elétrica importada pelo Brasil é de origem hídrica, então o percentual real salta para 65,23%); 22,95% de centrais termoeletricas (excluindo-se da contagem a energia nuclear); 2,46% de centrais nucleares; e 5,41% de importação líquida. Tendo sido o ano de 2014, assim como foi o de 2013, atípico pela participação baixa da hidroeletricidade na comparação com anos anteriores.

A quantidade de energia elétrica utilizada pelas famílias brasileiras alcançou 132.049 KW no ano de 2014, consumida em 65,9 milhões de residências.

4.2. Mercado de Geração e Transmissão de Energia

A CEEE-GT produz cerca de 19% da energia hidrelétrica gerada no Rio Grande do Sul. O Parque Gerador da CEEE-GT possui uma potência instalada de 909,9 MW, atinge uma potência total de **1.265,02 MW**, distribuídos nas usinas do Sistema Jacuí, do Sistema Salto, em nove Pequenas Centrais Hidrelétricas, além de participações em projetos em parcerias público/privada. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN), com os clientes situados em empresas de distribuição, consumidores livres do mercado, comercializadoras e geradoras.

Na área de Transmissão, a CEEE-GT disponibilizou ao sistema elétrico interligado 6.056 km de linhas de transmissão (5.831 próprio e 225 com contrato de O&M) e, através da operação de 67 subestações (54 próprias, 2 com cessão de uso, 9 compartilhadas e 2 com contrato de O&M), totalizando uma potência instalada de 9.713 MVA. Seus principais clientes são as concessionárias de distribuição que atuam no Estado, as Empresas de geração, e 11 consumidores livres.

4.3. Condições de Mercado

Através da Lei Federal nº 12.783/13 a CEEE-GT prorrogou por 30 anos a concessão de 12 usinas de seu parque gerador. A energia destes empreendimentos, totalizando 233 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de

61

Handwritten signature and initials.

Garantia Física e Potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção destas usinas.

A CEEE-GT comercializou em 2015, além dos montantes entregues na forma de Cotas, entre contratos de compra e venda, um total de 262 MW médios, negociados no Ambiente Regulado (CCEARs) e no Ambiente Livre (CCEALs). Os ajustes no balanço energético - montantes não comprados ou não vendidos em contratos - foram liquidados no mercado de curto prazo junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em 9 de dezembro de 2015 foi publicada a Lei nº 13.203 que dispõe, entre outros temas, sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A partir das determinações desta Lei e do contido na Resolução Normativa ANEEL nº 684/2015, a qual estabelece os critérios de anuência da ANEEL e demais condições para repactuação, a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial que limita a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física.

4.1 Aspectos Regulatórios

A remuneração dos investimentos das usinas com as concessões renovadas foi definida pela Resolução Normativa ANEEL nº 642, de 16 de dezembro de 2014, que estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, desta forma, as intervenções de maior valor (Grupo 2) dependem de aprovação de um plano de investimento pela agência reguladora e definição de receita adicional para remuneração dos investimentos. Os serviços de menor valor (Grupo 1) podem ser realizados sem autorização prévia da ANEEL e serão remunerados na revisão tarifária subsequente, até o limite aprovado no plano de investimento da usina.

Por meio da Nota Técnica nº 042/2015-SRG-SFF/Aneel - Análise dos investimentos que serão considerados no reajuste da receita das usinas da CEEE-GT, de 01 de junho de 2015, resultado da análise do plano de investimentos das usinas encaminhado pela CEEE-GT em abril de 2015, a Anel definiu os valores da remuneração dos investimentos de menor valor (Grupo 1) que demandarão receita a partir de 2015, ou seja, estes valores foram incorporados na Receita Anual de Geração (RAG).

Em ambos os negócios - Geração e Transmissão são previstos reajustes e revisões tarifárias periódicas.

4.1.1 Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade

4.1.1.1 Disponibilidade e Disponibilidade

Indicadores Operacionais de Geração - Usinas Hidroelétricas (UHE's) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's):

- Disponibilidade: A Disponibilidade Geral Equivalente das Usinas representa o percentual de tempo médio ponderado pela potência de cada máquina disponível para a geração de energia elétrica. O valor do mês de dezembro de 2015, que corresponde a média acumulada no ano, ficou em 96,6%.

As Usinas Hidroelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS (Usinas Tipo I) são reguladas por disponibilidade, devendo manter disponibilidade móvel nos últimos 60 meses igual ou superior a estabelecida pela ANEEL.

Enquadram-se neste critério na CEEE-GT as UHE's Leonel de Moura Brizola, Itaúba e Passo Real. As três usinas encerraram 2015 atendendo este indicador.

- Produção de Energia: A meta da CEEE-GT é de gerar na média anual 100% da garantia física vigente para cada instalação.

DGHE - Indicador PPR
Disponibilidade Média mensal móvel, ponderada pela potência física das Usinas despachadas centralizadamente

	jan-15	fev-15	mar-15	abr-15	mai-15	jun-15	jul-15	ago-15	set-15	out-15	nov-15	dez-15	desvio da meta	folga em dias (LUG)	Limite	Observação:
Itaúba	97,55%	97,45%	97,56%	97,02%	97,20%	97,01%	97,02%	96,94%	96,89%	96,78%	96,40%	96,33%	7,97%	574	89,58%	referência ANEEL
Passo Real	95,04%	95,05%	94,97%	94,97%	94,96%	94,97%	94,98%	95,58%	96,42%	97,04%	97,18%	97,18%	5,47%	19	89,58%	referência ANEEL
Leonel	96,20%	96,11%	96,15%	96,87%	96,02%	96,09%	96,20%	96,17%	96,06%	96,04%	96,05%	96,05%	2,19%	244	89,58%	referência ANEEL
Média no ano	96,79%	96,79%	96,77%	96,60%	96,52%	96,54%	96,45%	96,51%	96,62%	96,67%	96,49%	96,43%	6,47%		96,32%	referência ANEEL



As demais UHE's e PCH's da CEEE-GT também têm sua disponibilidade acompanhada mensalmente. Apesar da ANEEL não estabelecer disponibilidade mínima para os empreendimentos não despachados centralizadamente (usinas Tipo III), este indicador é acompanhado pela CEEE GT com vistas à maximização do tempo disponível para geração de energia.

a) Indicadores Operacionais e de Produtividade de Transmissão:

Capacidade Instalada: Este indicador corresponde à soma da potência nominal de todos os transformadores da Transmissão em operação. Em 2015 a CEEE-GT concluiu a implantação de novos transformadores em 4 Subestações, aumentando em 233 MVA a potência instalada ao sistema de transmissão, totalizando 9.713 MVA. Houve um aumento de 2,46% de capacidade instalada em relação a 2014. Os principais empreendimentos que entraram em operação comercial que contribuíram para esse aumento na capacidade instalada foram nas subestações de Pelotas3, Santo Ângelo 2, São Vicente do Sul e Scharlau.

b) Índice de Indisponibilidade Mensal de Energia (IIT):

Indica o percentual de energia deixada de transportar no mês, em relação ao montante total de energia requerida.

A apuração dos montantes de energia interrompida e de suas respectivas causas é realizada diariamente e contabilizada com periodicidade mensal para o cálculo do indicador, permitindo a quantificação dos montantes absolutos e percentuais de cada uma das causas para um melhor controle através de ações específicas e pertinentes às causas verificadas.

O quadro 1 demonstra uma estabilidade destes indicadores entre 2010 e 2015.

Valores do Indicador IIT

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015
IIT Geral (%)	0,0060	0,0071	0,0049	0,0060	0,0066	0,0057
IIT Transmissão (%)	0,0039	0,0060	0,0047	0,0058	0,0041	0,0049

Energia Deixada de Transmitir (EDT): Este indicador se divide em dois subitens, um valor global, incluindo motivos externos e alheios a CEEE Transmissora, e outro para as causas específicas de responsabilidade da empresa.

A EDT Total soma toda a energia interrompida no ano de 2015 e a EDT Média é o resultado da média dos doze meses do ano de 2015.

O quadro 2 demonstra os valores obtidos nos últimos 6 anos.

Valores do Indicador EDT

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015
EDT Total - Geral (MWh)	1866,11	2217,98	1580,51	2002,44	2379,69	1540,15
EDT Total - Transmissão (MWh)	1206,78	1885,27	1504	2100,59	1429,31	1809,27
EDT Média - Geral (MWh)	155,51	184,83	131,71	175,05	198,31	128,35
EDT Média - Transmissão (MWh)	100,56	157,11	125,62	166,87	119,11	150,77

5. INVESTIMENTOS

Os investimentos realizados pela CEEE-GT no Parque Gerador e em obras de Subestações e Linhas de Transmissão, com objetivo de ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica, ao longo de 2015, totalizaram cerca de R\$383,289 milhões. Para 2016 está previsto um investimento de R\$253,2 milhões.

O quadro abaixo resume a forma como recursos foram aportados:

Investimento CEEE-GT	2015
	R\$ Mil
Expansão, manutenção & operação de USINAS	11.162
Expansão, Manutenção & Operação de SUBESTAÇÕES e LINHAS	91.762
Participações em Geração e Transmissão	280.060
Apoio Administrativo e Qualificação da Infraestrutura	305
Total	383.289

Fonte: Valores realizados em 2015, conforme relatórios do Sistema de Informações Econômico-Financeiras – Módulo Orçamentário (SIEF-O).

5.1. Geração

5.1.1. Expansão e adequação da geração

Tendo como objetivo de aumentar sua participação no mercado através da renovação e ampliação do parque existente, bem como participações em novos projetos das diversas fontes de energia, em especial as Pequenas Centrais Hidrelétricas, biomassa e a energia eólica através da qual a companhia expandirá em 52,5 MW (Megawatt) a sua capacidade de geração. Destacadas abaixo, as principais realizações no âmbito da expansão da geração:

- Ampliação da capacidade de produção de energia através da implantação de parques eólicos e participações em Sociedades de Propósito Específico – SPE's. Tendo sido concluída a aquisição de 10% das SPE's: Parques Eólicos Palmares, Ventos da Lagoa, Ventos do Litoral, Ventos do Sul e Ventos dos Índios, localizados na região de Osório e Palmares, conforme acordo de Investimentos firmado em 2012. Todos os parques eólicos já estão em operação, com potência total de 375,40 MW;
- Implantação do Complexo Eólico de Povo Novo no município de Rio Grande, com potência total de 52,5 MW. Este Complexo é constituído por três SPE's, pertencentes à CEEE-GT, denominadas Centrais Geradoras Eólicas Ventos de Curupira, Ventos de Povo Novo e Ventos da Fazenda Vera Cruz, estando a entrada em operação prevista para setembro de 2016.

5.1.2. Manutenção e Operação da geração

A ação de **Manutenção e Operação da Geração** objetiva manter o percentual ótimo de disponibilidade do fornecimento de energia elétrica. No ano de 2015, a Companhia superou a meta estabelecida para o parâmetro Energia Disponibilizada, alcançando o percentual de 96,5%, resultado da soma de esforços operacionais e da aplicação de recursos da ordem de R\$ 181,15 milhões (sendo R\$1,25 milhões em despesas de capital e R\$179,90 milhões em despesas correntes) em manutenção e operação da geração, promovendo a modernização e adequação das usinas existentes e também a melhoria da confiabilidade, qualidade, segurança e rentabilidade da produção de energia elétrica.

5.1.3. Manutenção e Operação de subestações

As principais obras de **Expansão da Geração** que iniciarão ou terão continuidade em 2016 são:

1. 1

1. 1



- UHE Bugres: A ampliação da UHE Bugres, autorizada pela ANEEL, possui previsão de início das obras no 2º Semestre de 2016, projetando aumento da capacidade de produção de energia através da ampliação do parque existente. A potência instalada da UHE Bugres passará de 11,12 MW para 19,20 MW, com entrada em operação prevista para o 1º semestre de 2018.
- Povo Novo: A implantação do Complexo Eólico de Povo Novo no município de Rio Grande de 03 Centrais Geradoras Eólicas, sendo elas:
 - CGE Ventos de Curupira, com Potência Instalada de 23,1 MW.
 - CGE Ventos de Povo Novo, de 8,4 MW.
 - CGE Ventos da Fazenda Vera Cruz, com Potência de 21,0 MW.

Este empreendimento integra a matriz de produção de energia sustentável, ampliando a produção eólica do Estado do Rio Grande do Sul, prevê um montante de investimento na ordem de R\$300 Milhões, em valores atuais, com entrada em operação prevista para setembro de 2016. Sua potência é suficiente para fornecer energia para cerca de 90 mil residências e gera em torno de 800 empregos diretos

Para a ação de **Manutenção e Operação da Geração** será dada continuidade as manutenções das Usinas com vistas a manter a disponibilidade e qualidade da produção de energia. Os principais projetos que preveem novos investimentos em modernização e automação do parque gerador são:

- Usinas UHE Ernestina, previsão de automatização em Janeiro de 2017;
- Usinas UHE Guarita, previsão de automatização em Abril de 2017;
- Usinas G2 UHE Copigui, previsão de automatização em Junho de 2017;
- Usina UHE Passo Real, previsão de automatização em Novembro de 2017

5.2. Transmissão

5.2.1. Expansão da Transmissão

A ação **Expansão da Transmissão** tem foco na construção e na ampliação de linhas de transmissão e de subestações de energia elétrica. No ano de 2015, foram aplicados R\$ 353,08 milhões (sendo R\$293,61 milhões em despesas de capital e R\$59,47 milhões em despesas correntes) na expansão da transmissão da companhia, tendo a sua capacidade sido ampliada em 233 MVA (Megavolt-ampere).

Na Tabela a seguir temos as principais Obras com suas localizações, com foco na expansão da transmissão da CEEE-GT através obras da ampliação de Subestações:

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações			
COREDE	Subestação	Especificação	Situação
Alto Jacui	SE Passo Real	Ampliação	Em andamento
Campanha	SE Bagé 2	Ampliação	Concluído
Fronteira Noroeste	SE Santa Rosa	Ampliação	Em andamento
Fronteira Oeste	SE Livramento 2	Ampliação	Concluído
Fronteira Oeste	SE Uruguaiana 5	Ampliação	Concluído
Fronteira Oeste	SE São Borja 2	Ampliação	Em andamento

Medio Alto Uruguai	SE Guarita	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacui	SE Eldorado do Sul	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacui	SE Guaíba 2	Ampliação	Em andamento
Missões	SE Santo Ângelo 2	Ampliação	Em andamento
Noroeste Colonial	SE Ijuí	Ampliação	Em andamento
Sul	SE Pelotas 3	Ampliação	Em andamento
Sul	SE Quinta	Ampliação	Em andamento
Vale do Jaguari	SE São Vicente	Ampliação	Concluído
Vale do Rio dos Sinos	SE Scharlau	Ampliação	Em andamento
Vale do Rio dos Sinos	SE Canoas 1	Ampliação	Em andamento

A CEEE-GT além de suas iniciativas próprias, no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos de transmissão concedidos em parceria com outras empresa, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia, com a TESB - Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA e com a FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia. A seguir estão discriminados os empreendimentos viabilizados em cada uma das participações, sendo elas:

TSLE - Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$709 milhões e viabilizará a conexão dos Parques Eólicos de Santa Vitória do Palmar, bem como possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos que estão em estudos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT Nova Santa Rita - Povo Novo; LT Povo Novo - Marmeleiro; LT Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar; SE Povo Novo; SE Marmeleiro e SE Santa Vitória do Palmar. Obras concluídas.

TESB - Consórcio formado pela CEEE-GT, PROCABLE e INSIGMA, onde a CEEE - GT possui 90,4% de participação. O valor em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC's) aplicados pela CEEE-GT em 2015 foi de R\$195,64 milhões. Este investimento possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos que estão em estudos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT Porto Alegre 9 x Porto Alegre 8; LT Porto Alegre 9 x Nova Santa Rita; LT Campo Bom x Taquara; LT Restinga x Viamão 3; LT Restinga x Porto Alegre 13; SE Jardim Botânico; SE Viamão 3; SE Restinga; SE Candelária 2.


Fonte: Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$ 222 milhões. Os principais empreendimentos, no Rio Grande do Sul, são: LT Santo Angelo x Maçambará; SE Santa Maria 3.

3.1.1 Manutenção e Operação da Transmissão

A ação **Manutenção e Operação da Transmissão** estão focadas nas atividades de manutenção da garantia do bom desempenho e disponibilidade do sistema. No ano de 2015, a CEEE-GT aplicou R\$79,73 milhões (sendo R\$13,86 milhões em despesas de capital e R\$65,87 milhões em despesas correntes) em obras nas diversas Subestações e Linhas do Sistema de Transmissão, alcançando a marca de 99,85% para o desempenho e disponibilidade do sistema. As atividades contidas no escopo da ação envolvem investimentos em obras e serviços no sistema, incluindo subestações, linhas de transmissão e serviços de telecomunicação visando o atendimento dos parâmetros definidos pelo ONS - Operador Nacional do Sistema e pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

11 | 4

1



5.2.3 Modernização de Instalações de Transmissão

As principais obras com andamento em 2016 para a ação **Expansão da Transmissão** são:

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
SE Scharlau	Adequação do setor de 230 kV - 2EL + 1 CT (TRS 230/23 kV existente).	jan 16
LT 230 KV CIN - GUA 2	LT 230 kV Cidade Industrial Guaíba 2 - Instalação de 38,2 km de cabo OPGW com 24 fibras.	fev 16
SE Santo Ângelo 2	Instalação do segundo TR 69/23 kV - 25 MVA e substituição do pátio de 23 kV existente.	fev-16
SE Guarita	Adequação do Módulo Geral: 3º TR - 230/69 kV - 83 MVA; Instalação TR 69/23 kV - 25 MVA e adequação do setor de 23 kV.	mar-16
SE São Borja 2	Banco de Capacitores - 230 kV- 30 MVAR; Banco de Capacitores de 3,6 MVAR 23 kV; Adequação do Módulo Geral, 3º TR - 230/69 kV - 50 MVA.	fev-16
SE Passo Real	Adequação do Módulo Geral, TR - 230/138 kV - 3X50 MVA.	mai-17
SE Santa Rosa 1	Instalação do 2º TR 69/23 kV e conexões associadas, adequação do setor 23 kV.	mar 16
LT 138 KV UPF - ERE	Recapacitação para 167 MVA - 42 km.	set-16
SE Ijuí	Novo barramento 23 kV e adequação e ampliação do Módulo Geral; Instalação de um módulo de CCP 23 kV para o BC 23 kV de 3,6 MVAR.	abr-16
SE Quinta	Terceiro Transformador Trifásico 230/138 kV, de 50 MVA.	mai 16
SE Taquara	Adequação do Setor 138 kV.	nov-16
SE Canoas 1	TR2 - 230/23 kV - 50 MVA; Dois Bancos de Capacitores 3,6 MVAR - 23 kV; Seccionamento da LT PAL 9 - CIN.	nov 16
SE Eldorado	Seccionamento LT 230 kV Porto Alegre 9 - Camaquã; Banco de Capacitores 23 kV - 3,6 MVAR e conexões; Instalação de módulo de interligação de barramentos 23 kV.	nov 16

Para a ação de **Manutenção e Operação da Transmissão** será dada continuidade as manutenções das Subestações e Linhas visando manter o bom desempenho e disponibilidade do sistema.

O **Lançamento de Fibra Ótica** é uma atividade necessária para a interligação das diversas subestações da CEEE GT e visa melhorar a comunicação e o envio de dados para os Centros de Operação do Sistema da empresa e do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro - ONS. O trecho de lançamento projetado, apresentado no quadro adiante, encontra-se na fase de obra civil com previsão de conclusão para março de 2016:

Lançamento de Fibra Ótica - Cabo OPGW

Linha Transmissão	Trecho	Extensão	Situação
LT Canoas	LT 230 kV Cidade Industrial (Canoas) x Guaíba 2	38,2 km	Em andamento

Outra realização da Companhia diz respeito à **Modernização de Instalações de Transmissão**. Esta realização consiste em investimentos para atender a modernização de Subestações existentes, definidas pelos organismos do Setor elétrico: EPE - Empresa de Pesquisa Energética, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico e ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica, sendo necessárias para o bom funcionamento das instalações de Transmissão, onde temos a seguinte Obra concluída em 2015:

Modernização de Instalações de Transmissão

Corede	Subestação	Situação
Metropolitano Delta do Jacui	SF Porto Alegre 9	Concluído

Esta subestação foi objeto de reforma da central de manobra e circuitos de proteção e controle do TR1, Substituição do Painel de serviços Auxiliares de CA e CC, Substituição de 2 Bancos de Baterias e 2 Retificadores e adequação do setor de 13,8 kV (13 módulos). Os serviços foram concluídos e totalizaram mais de R\$3,38 milhões.

5.2. Participação no Mercado de Energia Elétrica

O quadro a seguir apresenta as Participações Societárias da CEEE-GT em Empreendimentos de Geração.

Empreendimentos	Participação CEEE
UHE Machadinho (1)	5,51%
UHE Dona Francisca (1) (2)	10,00%
UHE Campos Novos (3)	6,51%
UHE Furnas do Segredo (3)	10,50%
UHE Monte Claro (3) (4)	30,00%
UHE Castro Alves (3) (4)	30,00%
UHE 14 de Julho (3) (4)	30,00%
UHE Foz do Chapeco (3)	9,00%
UTE Piratini (3)	10,00%
EOL Palmares (3)	10,00%
EOL Ventos da Lagoa (3)	10,00%
EOL Ventos do Litoral (3)	10,00%
EOL Ventos do Sul S/A (3)	10,00%

(1) A CEEE-GT recebe em energia a sua participação nestes empreendimentos.

(2) A energia assegurada a CEEE é de 2MWm nos 10 primeiros anos de operação comercial, 6MWm do 11º ao 20º e 10MWm a partir do 21º ano.

(3) A CEEE-GT não recebe energia, apenas dividendos destes empreendimentos.

(4) Usina integrante do Projeto CERAN (Companhia Rio das Antas)

14

Q.

6.1. Indicadores Sociais

6.1.1. Formação Profissional

A força de trabalho da Empresa é formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, profissões que, historicamente, são exercidas por homens. Isso se reflete diretamente no quadro de empregados, dos quais 15,25% são mulheres e 84,75% são homens.

Temos ainda sobre o quadro de empregados que, a maior parte destes (40,23%) se encontra na faixa de idade entre 31 e 41 anos. Referente ao grau de instrução, 30,66% tem nível superior e 15,49% tem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado), tem-se ainda que 19,69% tem ensino médio, 30,27% ensino técnico e 2,49% concluíram o ensino fundamental. A CEEE-GT encerrou o ano de 2015 com 1.285 empregados.

A CEEE-GT acompanha a composição dos grupos de empregados por categoria, de acordo com gênero e faixa etária, no sentido de mapear oportunidades de melhoria em programas destinados garantir o princípio de igualdade de oportunidades.

Em 2015, 95 estudantes estagiaram na CEEE-GT. Em 31 de dezembro de 2015 a Empresa contou com um total de 95 estagiários (7,39% em relação ao total de empregados), dos quais 24 cursavam ensino superior, 51 cursavam ensino médio e 20 cursavam ensino técnico.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,15% como taxa média do ano de 2015.

Por se tratar de uma Empresa de economia mista, há a necessidade legal de realização de concursos públicos para a contratação de novos empregados na CEEE-GT. Por isto, não existe uma diretriz para contratados locais.

6.1.2. Diversidade e Inclusão

A Empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação por razão de raça, cor, sexo, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social de seus profissionais. Em 2015, não houve casos de discriminação encaminhados por meio dos canais de comunicação relativos ao Código de Ética.

Em seus concursos públicos, a CEEE-GT faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas portadoras de necessidades especiais. Há no quadro de pessoal, 26 empregados portadores de deficiência o que representa 2,02%.

Durante o ano, a Empresa realizou diversas ações para difundir o seu compromisso da diversidade entre todos os empregados, utilizando os meios de comunicação interna e eventos presenciais para envolvê-los na temática.

No período de abrangência do presente relatório não ocorreram na Empresa, registros de demissão, suspensão ou advertência, de empregado por corrupção ou discriminação. Não ocorreram da mesma forma registros de violação de direito dos povos indígenas.

6.1.3. Remuneração

A CEEE-GT conta com um Plano de Cargos e Salário (PCS) que prevê promoções por antiguidade em anos pares e por merecimento em anos ímpares.

As promoções por desenvolvimento profissional ocorrem mensalmente, de acordo com a existência de vagas e as demais exigências estabelecidas em seu regulamento.

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo. No ano de 2015 foram promovidos 54 empregados, conforme segue:

A CEEE-GT adota o modelo de remuneração flexível que relaciona o desempenho dos empregados ao alcance de metas e resultados estabelecidos para um determinado período de tempo.

A política de remuneração da CEEE-GT não diferencia homens e mulheres. As diferenças de remuneração estão relacionadas à dinâmica estabelecida no PCS. Para acompanhar este indicador e a referida dinâmica, a Empresa utiliza o sistema corporativo, verificando a proporção do salário base entre homens e mulheres, por categoria funcional.



1.4.1 Avaliação de desempenho

O indicador de avaliação de desempenho é monitorado através do sistema corporativo, considerando o número de avaliações satisfatórias e insatisfatórias para um determinado período.

A Empresa tem interesse que todos realizem avaliação de desempenho, uma vez que isto contribui para o crescimento da organização e gera oportunidades de identificação de melhorias.

A avaliação de desempenho é um dos critérios obrigatórios para que os empregados habilitem-se às promoções.

O processo de avaliação de desempenho ocorre em datas fixas e pré-estabelecidas. Aqueles empregados que se encontram afastados (licenças de saúde, maternidade, acidente de trabalho) realizam suas avaliações quando do retorno às suas atividades.

1.4.2 Programa de Desligamento Incentivado (PDI)

Este Programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da Empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional. A iniciativa também atende àqueles empregados que ansiavam por novas oportunidades fora da CEEE-GT, proporcionando incentivo financeiro aos empregados que aderirem.

Em 2015 foram desligados através do PDI, 37 empregados, distribuídos entre as áreas da Empresa.

A tabela e os gráficos a seguir retratam a distribuição de custo por área e o número de empregados desligados pelo Programa, distribuídos por Carreira.

O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$7 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

1.4.3 Relação Sindicatos

A CEEE-GT reconhece que as entidades sindicais são representantes legítimas de seus empregados, respeita as opções de filiação de seus empregados e mantém uma interação constante com as entidades sindicais por meio de uma gerência instituída para esta finalidade.

A CEEE-GT possui empregados representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio Grande do Sul e outros. A totalidade dos empregados é abrangida pelos acordos coletivos firmados entre a Empresa e essas entidades. Também estão previstas liberações permanentes e esporádicas de dirigentes e representantes sindicais para as atividades sindicais permitidas e o procedimento para que se realizem nas instalações da Empresa, dentre outras questões. São garantidas atividades sindicais dentro das instalações da Empresa, desde que seja feita solicitação, com exposição de motivos e pauta, com antecedência, à Diretoria Administrativa.

Além dos benefícios determinados pela legislação trabalhista, o acordo coletivo prevê auxílio-creche, assistência aos empregados com filhos portadores de necessidades especiais, previdência complementar, patrocínio de cursos de pós-graduação a empregados enquadrados em cargos de nível superior, plano de saúde, plano odontológico, 180 dias de licença maternidade e participação nos lucros e resultados.

Anualmente a CEEE-GT realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme demonstrativo abaixo, representam, no corrente ano, 1.285 empregados ativos.

Em 2015, a CEEE-GT realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais, visando à celebração do acordo coletivo de trabalho e do acordo coletivo específico relativo à participação nos lucros e resultados. As questões envolvendo os demais acordos específicos também foram discutidas, possibilitando a renovação dos mesmos.

No que concerne ao direito de greve, numa área de atuação cujos serviços são considerados essenciais à população, deve haver uma comunicação formal pelas entidades sindicais ou pelos trabalhadores com 72 horas de antecedência ao evento, conforme estabelecido pela Lei nº 7.783/99.

6.1.2. Atividades de capacitação de funcionários

A CEEE-GT utiliza o conceito de Educação Corporativa, promovendo a capacitação profissional dos seus empregados através da realização de treinamentos voltados para o desenvolvimento das competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) necessárias para a execução das atividades da Empresa.

A Companhia, através do Centro Técnico de Aperfeiçoamento e Formação-CETAF, possui uma parceria com a Universidade Estadual do Rio Grande do Sul-UERGS, disponibilizando seu espaço ocioso à Universidade mediante o pagamento mensal das despesas de manutenção do imóvel e o fornecimento de cursos para o desenvolvimento de seus empregados, como pós-graduação, promovendo uma capacitação atualizada e de qualidade.

Em 2015, a CEEE-GT atingiu 31,20 horas de treinamento por empregado com foco nos eixos temáticos Regulatório, Legal e Estratégico, totalizando 39.882 horas. O investimento direcionado para melhoria dos indicadores operacionais, técnicos e de saúde e segurança, em consonância com as exigências dos diferentes órgãos reguladores e fiscalizadores, representou um total de R\$805,532 mil.

6.2. Pesquisa e Desenvolvimento

A Pesquisa e Desenvolvimento busca incentivar processos e projetos inovadores que venham fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico tendo como base a regulamentação do Programa de P&D do segmento. O investimento total em 2015 foi de mais de R\$1,09 milhões, destacando-se entre os projetos o de:

6.2.1. Pesquisa da geração solar fotovoltaica

Tem por objetivo instalar a usina projetada conectada à rede de distribuição com capacidade de 550kWp, utilizando como fonte de Geração de Energia Painéis Fotovoltaicos. A proposição de arranjos técnicos e comerciais para projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica e tecnológica para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: GRUPO CEEE - TRENSURB - AEROMÓVEL - PREFEITURA DE PORTO ALEGRE. Justificativa: Projeto de P&D em atendimento a Lei nº 9.991/2000. Considerado como Estratégico pela ANEEL, se dá para intuito de fomentar a inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. Previsão de conclusão: 2016. Em fase de elaboração e convalidação do Edital de Licitação para execução da obra da Usina, bem como, aguardando assinatura do Termo Aditivo de Prazo do Projeto, prorrogando para 31/12/16, junto à TRENSURB.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

Preliminarmente ressalta-se que o resultado do Grupo CEEE no exercício de 2015 foi de R\$(429,2) milhões ante R\$(725,4) milhões registrados em 2014. Houve redução de 40,83% do prejuízo no exercício, com a reversão de prejuízo no montante de R\$ 296,1 milhões.

No que pertine o segmento de geração e transmissão, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT registrou lucro líquido de 84,9 milhões no exercício de 2015, em alta de 130,32%, mediante reversão de um prejuízo apresentado no exercício de 2014 de R\$(280,1) milhões. Ressalte-se que tal resultado não era atingido desde o exercício de 2011.

O Ebitda (lucro antes de juros, depreciação e impostos) foi de R\$(567) mil, em alta de 99,88% ante o ebitda do exercício de 2014 R\$(473,9) milhões, sinalizando a convergência para o equilíbrio econômico financeiro da Companhia, revertendo os resultados negativos verificados nos exercícios de 2013 e 2014 neste indicador.

A receita operacional líquida da Geração e Transmissão no exercício de 2015 foi de R\$ 542,7 milhões, em queda de 7,89% ante os R\$ 589,2 milhões do exercício de 2014.

O Custo do serviço de energia elétrica apresentou redução de 48,48%, foi de R\$ 387,3 milhões em 2015, ante 751,8 milhões no exercício de 2014.

Os Custos gerenciáveis (Despesas Operacionais) apresentaram redução de 48,29% no atual exercício, totalizando R\$ 187,7 milhões em 2015, ante R\$ 363,1 milhões em 2014.



A Companhia reportou investimentos de R\$ 115,8 milhões, divididos entre ativos da concessão e ativos da concessionária. Destacam-se do montante aplicado em investimento, os principais projetos de Melhorias e Reforços da área de Transmissão, os quais incrementaram a RAP do período, finalizados no exercício de 2015 nas Subestações Pelotas 3, Santo Ângelo 2, Scharlau, Bagé 2 e Livramento 2.

Os Investimentos aplicados nas participações societárias da CEEE-GT totalizaram em 2015 R\$ 275,1 milhões. Neste montante, estão os incluídos os valores destinados aos empreendimentos de Complexo Eólico Povo Novo R\$ 57,6 milhões, TESB - Transmissora de Energia Sul Brasil R\$ 185,4, TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A R\$ 19,6 milhões e FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A R\$ 12,5 milhões.

Registram-se as principais ações tomadas pela Geração e Transmissão no exercício de 2015, as quais buscaram recuperação dos resultados, otimizando os Custos e Despesas Operacionais:

- **Comitê de Racionalização de Gastos** - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência. Verifica-se o impacto desta medida, em parte, na redução da rubrica de Despesas Operacionais.
- **Reprogramação Orçamentária** - Estabelecimento de orçamento conciso, ante a evolução dos métodos de construção do mesmo. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019, mais aderentes com as possibilidades financeiras da Companhia.
- **Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias** - A CEEE-GT encontra-se adimplente com todas as suas obrigações regulatórias e fiscais.
- **Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado - PDI** - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- **Equalização dos Custos Judiciais** - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalho combinado entre as áreas jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.
- **Novas Captações Financeiras** - Apesar de todo o esforço em racionalizar os gastos da empresa, buscando seu equilíbrio, vislumbra-se a captação junto a agentes financeiros públicos ou privados (nacionais ou internacionais), através de operações estruturadas e lastreadas em recebíveis, como é praxe de mercado. Nessa linha, já houve aproximação com instituições financeiras sólidas, tais como Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD) e CAIXA.
- **Liquidação de Dívidas** - no exercício de 2015 foi quitado o empréstimo ponte junto ao Goldman Sachs, registrado em nome da TESB, no montante de R\$ 120 milhões, garantidos por Notas de Tesouro Nacional - série B (NTN-Bs) da CEEE-GT. Em 22 de junho de 2015, a CEEE GT liquidou a operação financeira de empréstimo junto ao Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A, o qual havia emitido cédula de crédito bancário para financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. TESB. A liquidação foi realizada mediante alienação de Notas do Tesouro Nacional série b (NTN-B) que a Companhia havia aportado em garantia a operação. Além disso, em outubro de 2014 a CEEE GT assinou contrato de financiamento na modalidade de notas promissórias com o Banco ABC S/A. Todo montante foi investido no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo, sendo que este financiamento também será quitado integralmente em novembro de 2015, no valor de R\$ 74 milhões.
- **Processo de apropriação dos ativos (unitização)** - Esforço cooperativo da área financeira com a área fim da Geração e Transmissão, visando à unitização plena das obras já concluídas, possibilitando o

retorno regulatório de tais investimentos. O Montante relativo às unitizações incluídas neste processo, no exercício de 2015 é de R\$ 165,3 milhões.

Ainda no exercício de 2015, ressalta-se a conclusão do Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, do qual obteve-se como montante líquido a ser indenizado R\$ 836,2 milhões, conforme Termo de Notificação nº 0015/2016-SFF emitido pela ANEEL. Este valor é relativo aos bens da RBSE não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, na data base de 31 de dezembro de 2012.

7.1. Resultados do Exercício

A receita operacional bruta é o valor faturado pela empresa em suas operações, antes das deduções com impostos e encargos do setor. A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o exercício de 2015 com uma receita operacional bruta de R\$671,2 milhões, representando um incremento médio de 6,62% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$629,5 milhões.

Segregando por atividade a Receita Bruta Operacional, verifica-se que no segmento de **Geração** houve uma redução de 7,56% no montante total desta rubrica, variando para R\$ 346,3 milhões em 2015 ante R\$ 320,1 milhões no exercício de 2014. Esta redução verifica-se na Receita de Suprimento de Energia e deve-se ao menor montante de energia vendido, devido à redução do montante contratado.

Já no segmento de **Transmissão**, ocorre uma variação positiva da Receita Bruta, em 23,94%, totalizando R\$ 353,2 milhões em 2015, ante R\$ 285,0 milhões no exercício de 2014. Parte desta variação deve-se ao reajuste anual da transmissora, homologado pela Resolução Nº 1.918 de 23 de junho de 2015, onde foi apresentada a nova RAP para o ciclo 2015-2016. Contribuíram ainda para essa variação positiva, a entrada em operação de projetos de Melhorias e Reforços de alta relevância para a Transmissora, finalizadas no restante do ano de 2015, tais como os realizados nas Subestações Pelotas 3, Santo Ângelo 2 e Scharlau.

As deduções da receita operacional são os valores descontados diretamente do faturamento, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. Houve acréscimo nas deduções operacionais de 218,44%. Parte deste acréscimo justifica-se pelo aumento dos tributos PIS e COFINS incidentes sobre o faturamento, tendo em vista a redução significativa do custo com compra de energia elétrica, sobre o qual eram calculados os créditos para abatimento do PIS e COFINS final a recolher, desta forma no exercício de 2015, houve um montante reduzido de créditos relativos a estes tributos.

A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSE e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, passaram a ser contabilizadas como dedução da receita operacional, de acordo com as instruções e orientações do órgão regulador ANEEL, contribuindo para o acréscimo no montante final das deduções.

A receita líquida em 2014 foi de R\$589,2 milhões, sendo que em 2015 foi de R\$542,7 milhões, refletindo uma redução de 7,89%. Essa redução deve-se a combinação das variações apresentadas na receita operacional bruta e nas deduções da receita operacional, conforme identificado anteriormente.

O Custo do Serviço de Energia Elétrica compreende os custos necessários para a realização dos objetivos da atividade da empresa, inclui todos os gastos incorridos diretamente na produção e na prestação de serviços, divide-se:

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica reduziu 74,5%, apresentando em 2015 o montante de R\$ 115,2 milhões, comparados aos R\$ 451,7 milhões em 2014. Os valores estão sensivelmente inferiores em 2015, devido à redução da necessidade de compra de energia pelas geradoras, resultante da Lei Nº 12.783/13.
- **Custo de Operação:** Com relação ao custo de operação, a redução apresentada em 2015 em relação ao mesmo período do ano anterior foi de 9,34%, registrando no exercício de 2015 R\$ 272,1 milhões, ante os R\$ 300,1 milhões de 2014. Esta redução é verificada principalmente na rubrica de Custo com Pessoal e Administradores, relacionados à atividade fim da empresa.



As despesas operacionais representam os gastos para a manutenção da atividade da empresa, incluem as despesas com vendas, administrativas e outras despesas operacionais. As despesas operacionais apresentaram uma redução de 48,29%, registrando-se no exercício de 2015 R\$ 187,7 milhões comparados aos R\$ 363,1 milhões em 2014. O fator impactante nesta redução é a Provisão para Devedores Duvidosos, relativos à Energia Livre.

Além disso, incluídas nas despesas operacionais, estão as despesas com serviços de terceiros, utilizadas na manutenção de toda a parte de administrativa. Nesta rubrica foi apresentada uma redução de 24% em relação ao exercício de 2014. Destaca-se a implantação do Comitê de Racionalização de Gastos criado no exercício de 2015 com o objetivo de dar assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando economicidade e eficiência para as operações.

O resultado restou influenciado pela redução do Custo com Energia, que totalizava R\$ 451,6 milhões em 2014 e reduziu para R\$115,2 milhões neste exercício. O maior impacto foi verificado no segmento de Geração, na rubrica de Custo com Energia Elétrica comprada de Terceiros, refere-se à aquisição de energia de terceiros, negociados no Ambiente de Contratação Livre. Os valores são afetados pelo fim da necessidade de compra resultante da Lei Nº 12.783/13, a partir da qual a CEEE-GT teve usinas com a concessão prorrogada, de forma antecipada, alocando a totalidade de suas garantias físicas na forma de cotas para as distribuidoras, pelo prazo de 30 anos.

Outro fator que impactou o resultado do exercício foi a redução das despesas operacionais, especialmente a Provisão com Devedores Duvidosos, relativos à energia livre comercializada no Mercado Atacadista de Energia (MAE), durante o período de racionamento entre os anos 2001 e 2002. Em 2014, a partir da análise dos devedores e considerando o contexto econômico e financeiro à época, foi provisionado o valor estipulado no Despacho nº 2517 da ANEEL, o qual informou os montantes relativos à CEEE geradora que deveriam ser registrados contabilmente como direito ou obrigação das Distribuidoras, e atualizados monetariamente até serem solucionados os litígios judiciais. A Companhia constituiu provisão desses créditos no montante de R\$149,7 milhões no exercício de 2014, o que elevou o valor da despesa com devedores duvidosos naquele exercício, não havendo a necessidade de provisionamento em 2015, refletindo na queda brusca do número, em análise comparativa entre os dois últimos exercícios.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Bruta	671.279	621.572	8,42
Deduções da Receita Operacional	(128.533)	(140.368)	21,94
Receita Operacional Líquida	542.746	589.207	7,89
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(387.347)	(751.572)	48,45
Custo com Energia Elétrica	(115.200)	(451.658)	74,91
Custo de Operação	(272.147)	(200.174)	36,34
Lúcio Operacional Bruto	155.399	(162.665)	195,53
Despesas Operacionais	(187.783)	(363.181)	48,29
Outras Receitas	27.758	16.201	71,47
Outras Despesas	(12.385)	(16.128)	23,02
Resultado do Serviço	(27.012)	(505.753)	94,66
Depreciação e Amortização	(26.445)	(31.772)	16,77
Resultado de Participações Societárias	42.931	29.400	46,22
EBITDA	567	(47.145)	100,00
Margem EBITDA	0,10%	(8,04%)	80,51
Receita Despesa Financeira	52.500	57.884	9,65
Imposto de Renda e Contribuição Social	18.528	18.328	1,15
Resultado Líquido do Exercício	84.447	(280.173)	233,12

O quadro abaixo apresenta os resultados e indicadores econômico-financeiros:

Informações e Indicadores Econômicos - Financeiros	2015	2014	Variação % 2015/2014
Informações Financeiras			
Ativo Total	2.919.824	2.961.460	-1,37%
Passivo	2.436.870	2.427.706	+0,38%
Patrimônio Líquido	1.481.954	1.491.750	-0,65%
Receita Operacional Líquida	542.746	589.207	-7,89%
Resultado do Serviço de E.S.T.	-481.696	-505.753	+4,87%
Resultado Líquido do Exercício	61.050	25.454	+139,88%
EBITDA	567	473.981	-99,88%
EBITDA	567	473.981	-99,88%
Indicadores Financeiros			
Endividamento	1.437.870	1.469.710	-2,16%
Capitalização	22,17%	20,20%	+9,75%
Patrimônio Líquido sobre o Ativo Total	50,77%	50,38%	+0,77%
Margem Operacional Líquida	18,61%	19,91%	-6,53%
Margem Líquida	2,09%	0,86%	+142,31%
EBITDA sobre o Ativo Total	0,02%	15,99%	-99,94%
EBITDA sobre o Passivo	0,02%	19,51%	-99,94%
EBITDA sobre o Patrimônio Líquido	0,04%	31,77%	-99,72%
EBITDA sobre o Resultado Líquido	0,09%	0,10%	-10,00%

1. EBITDA = Resultado do Serviço de E.S.T. + Depreciação e Amortização

2. EBITDA = Receita Operacional Líquida - Despesas Operacionais

3. Endividamento = (Ativo Total - Patrimônio Líquido) / Ativo Total

4. Capitalização = (EBITDA / Resultado Líquido do Exercício) x 100

5. Patrimônio Líquido sobre o Ativo Total = (Patrimônio Líquido / Ativo Total) x 100

6. Margem Operacional Líquida = (Receita Operacional Líquida - Despesas Operacionais) / Receita Operacional Líquida x 100

7. Margem Líquida = (Resultado Líquido do Exercício / Resultado Líquido do Exercício) x 100

8. EBITDA sobre o Ativo Total = (EBITDA / Ativo Total) x 100

2.2. LAJIDA / EBITDA

O LAJIDA, usualmente denominado pelo mercado como EBITDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, isto é, o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

Analisando os efeitos ocorridos nas despesas operacionais e no custo do serviço de energia elétrica, o EBITDA teve uma variação de 99,88%, registrando R\$(567) mil em 2015 comparados aos R\$(473,9) milhões em 2014.

A margem do EBITDA apresentou uma variação positiva de 80,34%, passando de -80,44% em 2014 para -0,10% em 2015. Esta reversão da margem EBITDA deve-se essencialmente à redução dos Custos Operacionais (principalmente a Energia Elétrica Comprada de Terceiros) e às Despesas Operacionais (especialmente a Provisão para Devedores Duvidosos, como já citado acima).

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Líquida - PDL	542.746	589.207	-7,89%
+/- Custo do Serviço de Energia Elétrica	-137.347	-151.672	-49,66%
+/- Despesas Operacionais	-132.411	-104.088	-26,23%
Resultado do Serviço de E.S.T.	-481.696	-505.753	+4,87%
+/- Depreciação e Amortização	24.235	31.772	-23,72%
EBITDA	(567)	(473.981)	-99,88%
Margem EBITDA	-0,10%	-80,44%	80,34%



(*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesas financeiras e o Resultado da Equivalência Patrimonial.

7.3. Endividamento

Em 2015, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 311,5 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-GT	Indexador	Saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		101.788	32,68%
Dívida Nacional - Emissão - RGR	RGR	4.161	1,34%
Dívida Nacional - FIDC	FIDC	28.590	9,18%
Dívida Nacional - BNDES	TJLP	69.037	22,16%
Saldo Devedor da Dívida Externa		209.712	67,32%
Dívida Externa - AFD	Dólar Líbri	161.208	51,76%
Dívida Externa - BID	Dólar Líbri	48.494	15,57%
Saldo Devedor da Dívida		311.500	100,00%

7.4. Ingressos Extra Operacionais

No mês de agosto de 2015, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$23,9 milhões, resultante do financiamento firmado junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de abrangência da CEEE-GT).

Em dezembro de 2015 a Companhia recebeu o valor de R\$20,3 milhões em contrapartida ao contrato de empréstimo firmado com Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD e de R\$15,0 milhões referente ao contrato de empréstimo assinado com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT, por meio da ampliação e modernização de 25 subestações, linhas de transmissão e modernização dos Sistemas de Comunicação da CEEE-GT em todo o Estado do Rio Grande do Sul.

7.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro foi reduzido em 46,35% no exercício de 2015, em relação ao período de 2014. Esta redução deve-se principalmente a alta do dólar, refletindo na despesa com variação cambial dos financiamentos BID/AFD. Neste sentido, destacamos:

- Receita Financeira – No exercício de 2015, as receitas financeiras somaram R\$247,8 milhões, ocorrendo um aumento de 23% se comparado com o mesmo período do ano anterior, no qual as receitas somavam R\$200,9 milhões.
- Despesa Financeira – No exercício de 2015, as despesas financeiras somaram R\$ 195,3 milhões, verificando-se um acréscimo de 90% ante os R\$ 103,0 milhões registrados em 2014. Este incremento justifica-se pela variação cambial dos empréstimos BID/AFD, a qual em específico aumentou 174% no exercício de 2015 e também a retração ao valor justo das NTN-Bs monetizadas no mesmo período.

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes na elaboração de suas demonstrações financeiras, cujo contrato foi assinado em 10 de abril de 2013, no valor de R\$ 410,1 mil. O prazo de execução dos serviços é de 12(doze) meses, com uma carga mínima de 2.734 horas/ano, a contar da data de assinatura do instrumento, podendo haver renovações sucessivas, limitadas ao máximo de 60 meses.

O referido contrato foi aditado em 10 de abril de 2015, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$477,8 mil e carga horária mínima de 2.997 horas/ano.

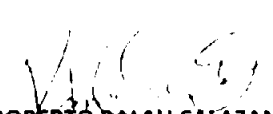
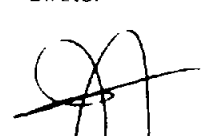
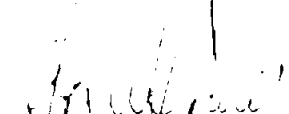
Neste contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras estão contemplados os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial – RCP.

Além dos serviços prestados à transmissora, a Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE – D (valor de R\$469,8 mil e uma carga de 2.947 horas/ano) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – PAR (valor de R\$44,2 mil e uma carga de 277 horas/ano), que são respectivamente, Concessionária e Empresa Controladora, resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Ou seja, todas as empresas integrantes do Grupo CEEE.

O contrato da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT representa 48,17% em relação aos honorários totais pagos pelas empresas CEEE-D, CEEE-PAR e inclusive CEEE-GT.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à lei de licitações e contratos (Lei Nº 8.666/93). Além disso, são observados os princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam: a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 do Conselho Federal de Contabilidade.


PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente
ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor
JULIO ELÓI HOFER
Diretor
CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor
LEONARDO HOFF
Diretor
LUIS CARLOS SACILOTO TADIELLO
Diretor
CÉSAR LUIS BAUMGARTZ
Diretor

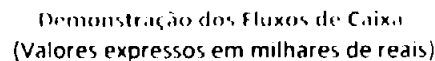


Demonstração das Mutações no Patrimônio Líquido
(Valores expressos em milhares de reais)

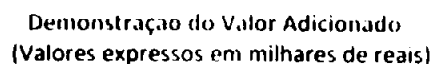
	Saldo Inicial	Saldo Final	Variação	Saldo Inicial	Saldo Final	Variação	Saldo Inicial	Saldo Final	Variação	Saldo Inicial	Saldo Final	Variação
Capital Social												
Capital Social	1.000.000	1.000.000	0	1.000.000	1.000.000	0	1.000.000	1.000.000	0	1.000.000	1.000.000	0
Reserva Legal												
Reserva Legal	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0
Reserva de Retenções												
Reserva de Retenções	50.000	50.000	0	50.000	50.000	0	50.000	50.000	0	50.000	50.000	0
Reserva de Lucros												
Reserva de Lucros	150.000	150.000	0	150.000	150.000	0	150.000	150.000	0	150.000	150.000	0
Reserva de Depreciação												
Reserva de Depreciação	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0
Reserva de Provisões												
Reserva de Provisões	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0
Reserva de Impostos												
Reserva de Impostos	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0
Reserva de Dividendos												
Reserva de Dividendos	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0
Reserva de Ações												
Reserva de Ações	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0
Reserva de Outros												
Reserva de Outros	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0	100.000	100.000	0
Total	1.500.000	1.500.000	0	1.500.000	1.500.000	0	1.500.000	1.500.000	0	1.500.000	1.500.000	0

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[illegible]

27 |



Received 10 October 2002; accepted 12 November 2002

Notas Explicativas
às Demonstrações Financeiras
em 31 de Dezembro de 2015
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (Companhia) com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, nº 201, Prédio A, Sala 722, Bairro Jardim Carvalho, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, é uma sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. Foi organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei nº 12.593, em 13 de setembro de 2006, e constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, em 26 de novembro de 2006. A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção (geração) e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

No segmento de transmissão, a CEEE GT exerce o controle acionário da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. Em janeiro de 2014 a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a sócia Zhejiang United Engineering CO Ltda, transferiram cotas de capital subscrito para a CEEE-GT. Ainda no exercício de 2014 foi efetuada a integralização de capital no montante de R\$25.000 e durante o exercício de 2015 foi integralizado o montante de R\$9.947 pela CEEE-GT na Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 90,40% do capital integralizado.

No segmento de geração, a CEEE-GT também exerce o controle acionário das Sociedades de Propósito Específico Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., constituídas em fevereiro de 2014 e integrantes do consórcio responsável pela construção do Complexo Eólico Povo Novo. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 99,99%, conforme descrito na nota explicativa nº 14.

1.1. Das Concessões

1.1.1. Concessão de geração

Em 05 de abril de 2000 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 025/2000 - ANEEL para exploração de geração de energia elétrica. O contrato regula a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio das centrais geradoras e das instalações de transmissão de interesse restrito às centrais geradoras.

Com o advento da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, estabeleceu-se um novo marco regulatório no Setor Elétrico Brasileiro possibilitando a renovação antecipada dos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a partir de uma redução tarifária nos segmentos de geração e de transmissão.

A referida MP estabeleceu que toda energia gerada pelas usinas cujas concessões vencem até 2017, serão comercializadas em regime de cotas, por tarifas definidas pela ANEEL, que cobrirão somente os custos de operação e manutenção, encargos setoriais reduzidos, tributos e a remuneração do uso das redes de transmissão e distribuição.

Em atendimento à legislação, em 04/12/2012, a Companhia firmou com a União, o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 25/2000 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos

A Usina de Itaúba ainda não foi alcançada pelo conteúdo da Lei 12.783/13, uma vez que sua concessão tem previsão de término para 30/12/2021, já as demais usinas do parque gerador da CEEE-GT estão disponibilizando sua energia para o regime de cotas.

A Lei nº 13.203, publicada em 9 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa ANEEL nº 684, publicada em 14 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

A referida regulamentação apresentou propostas distintas para a energia contratada no ano de 2015 no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), porém ambas tinham como condição para a repactuação a retirada de qualquer ação judicial relativa ao tema, com resolução de mérito.

Devido à característica do portfólio de contratos de venda de energia em 2015, a Companhia teve quase que a totalidade de sua energia remetida à modalidade de repactuação no ACL, cuja proposta se caracteriza pela contratação de energia de reserva.

Em janeiro de 2016 a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial em curso.

1.1.3.1.1.1. *Contrato de Transmissão*

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT detém duas concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

1.1.3.1.1.1.1. *Contrato de Concessão nº 055/2001 - ANEEL*

Em 1º de outubro de 2001 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 055/2001 - ANEEL para Transmissão de energia elétrica. Em razão da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2013, o contrato de concessão foi aditado em 04/12/2012, tendo sofrido alterações significativas. O Contrato de Concessão, já com as alterações realizadas, estabelece:

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão;
- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas pela MP 579, ficando delineado o montante de R\$661.086 mil a preço de outubro de 2012, para indenização das instalações não depreciadas, posteriores a maio de 2000, relacionadas ao contrato de Concessão nº 055/2001. Essas instalações são usualmente denominadas RBNI. Vide nota explicativa nº 13.5.

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, 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 pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. A Companhia submeteu à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados em 29/04/2015 e conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tem um prazo de 150 dias para validar as informações. Outras informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 9.5.

Com a vigência da MP 579 (Lei 12.783/13), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais trinta anos e tem prazo de vigência até 31 de dezembro de 2042. O Contrato de Concessão também estabelece que a Receita Anual Permitida (nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão) será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

Em 19 de dezembro de 2002 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL para Transmissão de Energia Elétrica. O Contrato de Concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3 estabelece:

- I. a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão;
- II. quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classe de consumidores);
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O Contrato de Concessão tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período desde que requerida pela Companhia até 36 (trinta e seis) meses antes do término do contrato. A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato.

O Contrato de Concessão também estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de julho e revisadas nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovado seus impactos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em regulamentação específica.

1.2. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste da CEEE-GT foi realizada, especialmente aquelas que se referem às tratativas para alongamento e repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a criação do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e continuidade das obras da TESB e de Povo Novo.

Somam-se, ainda, as ações já em andamento para a reestruturação das dívidas contratuais, buscando-se carências e prazos mais longos de amortizações, invertendo a lógica de endividamento de curto prazo, perseguindo uma redução significativa nas despesas financeiras e a melhoria considerável do desempenho de caixa.

Combinando-se as metas de investimentos prudentes e regulatórios com o novo perfil do custo dos financiamentos, a CEEE-GT trabalha para a realização de captações financeiras vinculadas aos investimentos, com um período de carência adequado e custo compatível com a nova lógica financeira da empresa.

Dentre as ações do Plano de Ajuste, é necessário salientar também aquelas que buscam a redução do custo operacional, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado - PDI, a implantação do novo sistema ERP (*Enterprise Resource Planning*) que juntos viabilizam a reestruturação organizacional, buscando equilibrar a relação do quanti-qualitativo de pessoal e melhorar a capacidade de atendimento dos serviços, com ganhos de produtividade e redução de despesa de pessoal.

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

A Companhia possui uma estação de piscicultura no município de Tio Hugo, cujo objetivo é a produção de alevinos e peixes a serem soltos nos reservatórios visando à manutenção e preservação da ictiofauna existente nos mesmos. Estas atividades não são relevantes para operação da Companhia.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

As Demonstrações Financeiras compreendem:

3.1.1. Demonstrações Financeiras Individuais

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, coligadas e *joint ventures* nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB. Essas demonstrações individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

3.1.2. Demonstrações Financeiras Consolidadas

As Demonstrações Financeiras Consolidadas, identificadas como "Consolidado", estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* - IFRS, IAS 34 – *Interim Financial Reporting* emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

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 IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o 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.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.1.3. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 28/03/2016.

3.1.4. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e ajustadas para refletir o custo atribuído de terrenos e edificações na data de transição para IFRS/CPCs, com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.4. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras Individuais são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram arredondadas para o milhar de real mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores, logo os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3.2. Uso de Estimativas e Julgamentos

A preparação das Demonstrações Financeiras Individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas Demonstrações Financeiras Individuais. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e na experiência da Administração, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem ao seguinte:

- I. Vida útil do ativo intangível;
- II. Transações de compra e venda de energia elétrica na CCEE;
- III. Provisões para créditos de liquidação duvidosa;
- IV. Passivos contingentes;
- V. Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego;
- VI. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido;
- VII. Ativo Financeiro da Concessão;
- VIII. Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo;
- IX. Vida útil do ativo imobilizado.

3.3. Procedimento de Consolidação

As Demonstrações Financeiras Consolidadas contemplam as informações da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e das suas controladas a Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB, Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela CEEE-GT.

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2015	31/12/2014
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	90,40%	88,49%
2 - Ventos de Curupira	99,99%	99,99%
3 - Ventos de Povo Novo	99,99%	99,99%
4 - Ventos de Vera Cruz	99,99%	99,99%

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, passivos, receitas e despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas com as empresas consolidadas.

A participação do acionista não controlador no patrimônio líquido e no lucro líquido da controlada, consolidada integralmente, está apresentada de forma segregada no balanço patrimonial e na demonstração de resultado consolidado, respectivamente, nas linhas denominadas "Participação de acionista não controlador" e "Lucro atribuído ao acionista não controlador".

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As principais políticas contábeis descritas a seguir, foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras. São elas:

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e Avaliação

A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas Demonstrações Financeiras somente quando ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento ou na data em que tiveram origem.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando riscos ou benefícios ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação são transferidos.

4.1.2. Classificação

A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

- I. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. Estes ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- II. Mantidos até o vencimento são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- III. Mensurados ao valor justo por meio do resultado são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Ativos financeiros registrados pelo seu valor justo por meio do resultado são medidos pelo seu valor justo e mudanças no valor justo destes ativos, são reconhecidas no resultado do exercício.
- IV. Disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima. Os ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com baixo risco de variação no seu valor de mercado. As disponibilidades estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento

superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas com aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

Estão classificados como disponíveis para venda e são mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados, são reconhecidos no resultado quando incorridos. As variações decorrentes de alterações no valor justo desses investimentos são reconhecidos em conta específica do patrimônio líquido, quando incorridas. Os ganhos e perdas registrados no patrimônio líquido são transferidos para o resultado no momento em que essas aplicações são realizadas em caixa ou quando há evidência de perda na sua realização.

4.5. Concessionárias e Permissionárias

Incluem os valores vencidos e a vencer referentes a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede até a data das Demonstrações Financeiras, para Concessionárias e Permissionárias, apuradas pelo regime de competência, bem como as vendas de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme informações disponibilizadas pela referida Câmara.

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Refere-se aos recebíveis faturados, até o encerramento das Demonstrações Financeiras, contabilizado com base no regime contábil de competência.

4.7. Estoques

Os estoques são avaliados pelo seu custo médio de aquisição, deduzido dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo ao valor realizável líquido, quando este for menor que seu custo de aquisição.

Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoques, são reconhecidas como despesa do período em que a redução ou a perda ocorrerem.

4.8. Subvenção e Assistência Governamental

As subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática.

4.9. Bens e Direitos Destinados a Alienação

Os bens e direitos destinados a alienação são classificados, como *mantidos para venda*, caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda.

4.10. Ativo Financeiro da Concessão

O Contrato de Concessão 055/2011 teve seu primeiro aditivo celebrado em 04 de dezembro de 2012 para prorrogação do prazo de concessão de transmissão de energia elétrica pelo período de trinta (30) anos a partir do mês subsequente a sua assinatura. As novas instalações integradas após a renovação da concessão em 2012 serão reconhecidas como novo Ativo Financeiro. O contrato de concessão de transmissão 080/2002, vigente até 2032, é reconhecido como Ativo Financeiro.

O valor do Ativo Financeiro representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida e compreendem o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura a serviço da concessão no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão, líquidos de amortização e acrescidos de atualização.

A amortização do Ativo Financeiro do contrato de concessão é estimada com base em premissa adotada pela Administração para segregar da Receita Anual Permitida o valor determinado para cobrir a remuneração e a reintegração dos investimentos realizados. A atualização do Ativo Financeiro é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

O Contrato de Concessão estabelece que a Receita Anual Permitida – RAP, nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão, será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

4.11. Investimentos

4.11.1 Investimentos em controladas

Os investimentos em controladas são aqueles cujas atividades operacionais e financeiras são conduzidas pela Companhia através de seus direitos de voto e quando a Companhia está exposta ou tem direito aos retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, e consolidados integralmente na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

4.11.2 Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20 e 50 por cento do capital votante de outra entidade e/ou tem 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 são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Quando a parcela de participação da Companhia nos prejuízos de uma companhia investida cujo patrimônio líquido tenha sido contabilizado exceda a sua participação acionária nessa companhia registrada por equivalência patrimonial, o valor contábil daquela participação acionária, incluindo quaisquer investimentos de longo prazo, é reduzido a zero.

4.11.3 Ágio pago por expectativa de rentabilidade futura em participações em Coligadas – *goodwill*

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) deve estar contido no saldo contábil do investimento a ser apresentado no balanço da entidade investidora, registrado dentro do subgrupo investimento no ativo não circulante, sendo testado anualmente (ou com mais frequência caso existam evidências para tal) frente ao valor recuperável.

4.12. Imobilizado

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumulada. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item, caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Companhia e que o seu custo pode ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido repostado por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é aceito, como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.13. Intangível

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os futuros benefícios econômicos incorporados no ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

4.14. Obrigações Vinculadas a Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, e dos Municípios, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de transmissão. Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro da Concessão.

4.15. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (*impairment*)

4.15.1 Ativos Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, 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 baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o resultado.

4.15. Ativo Não Financeiro

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Não Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis a venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

4.16. Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

4.17. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço.

4.18. Valor Justo

- I. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.
- II. Ativo Imobilizado: é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado. Os valores justos do imobilizado referente à infraestrutura de geração vinculada a uma concessão são limitados aos valores de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador.
- III. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento apurado na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.

4.19. Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores

legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço.

Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única, a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

4.20. Outros Ativos e Passivos

Os outros ativos e passivos sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das Demonstrações Financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4.21. Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda corrente quando apurado é calculado e contabilizado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, mais adicional de 10% para o lucro que exceder R\$240 anuais e a Contribuição Social à alíquota de 9%, calculada e escriturada sobre o lucro ajustado antes do Imposto de Renda, na forma da legislação vigente.

Sobre as diferenças temporárias são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou o passivo liquidado. Os ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais de Imposto de Renda e bases negativas de Contribuição Social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício.

4.22. Provisão para Benefícios a Empregados

As obrigações futuras, estimadas anualmente com base na avaliação atuarial elaborada por atuário independente, são registradas para cobrir os gastos com os planos de previdência complementar dos empregados, assim como de complementação de aposentadoria incentivada e dos empregados aposentados denominados ex-autárquicos.

A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida, etc. As premissas utilizadas na avaliação atuarial são revisadas e atualizadas ao final de cada exercício ou quando ocorrerem eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação.

O valor presente das obrigações de benefício definido é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado e o ativo ou passivo do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano, quando houver.

A Companhia possui dois planos administrados por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE) e os ativos destes planos não estão disponíveis à Companhia ou aos seus credores.

A partir do exercício de 2013, como consequência da aplicação do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) recepcionado pela Deliberação CVM nº 695 de 13/12/2012, os ganhos ou perdas atuariais são reconhecidos integralmente como ativos ou passivos atuariais no mesmo exercício em que ocorrem tendo como contrapartida o patrimônio líquido da Companhia.

4.23. Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em

tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.24. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

4.25. Reconhecimento da Receita

4.25.1. Receita de Geração

A receita do segmento de Geração é reconhecida mensalmente pelo faturamento dos contratos firmados tanto em ambiente regulado como em ambiente livre, os quais são pactuados através de leilões de energia e prevêem o fornecimento de uma determinada quantidade de energia em megawatt-hora por um determinado período de tempo, geralmente por vários períodos de um ano. Os valores a serem faturados mensalmente são pré estabelecidos nos contratos, sendo que no ambiente regulado, as variações de demanda e fornecimento são acompanhadas e ajustadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Já no ambiente livre, as oscilações ocorridas nas quantidades de energia demandadas ou fornecidas são acordadas entre as partes do contrato, considerando os devidos ajustes no faturamento mensal. Conforme a Medida Provisória 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2012, Resolução Homologatória ANEEL nº 1408/2012 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1410/2012, a receita do segmento de Geração é reconhecida por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

4.25.2. Receita de Transmissão

No segmento de Transmissão o reconhecimento da receita é efetuado mediante critério de rateio realizado, mensalmente, pelo Operador Nacional do Sistema- ONS. Este rateio considera as instalações de todas as Transmissoras como um grande condomínio, onde os ativos (instalações) são remunerados através do número de acessantes à rede básica (RBSE) e às demais instalações da transmissão (DITs). O faturamento também é influenciado pelo cálculo da Receita Anual Permitida – RAP, homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para as instalações autorizadas e ou licitadas que se encontram em operação pela CEEE GT. A RAP tem como princípio, recuperar o capital investido pela Companhia na construção das instalações, bem como cobrir os seus custos de operação e manutenção.

4.25.3. Receita de Construção

A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas, o qual é avaliado pela referencia do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.25.4. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros. Refere-se também a receita de atualização das Notas do Tesouro Nacional NTN-B's, originárias do processo de liquidação judicial nº 2006.71.00.047783-2.

4.26. Despesa Financeira

Contempla encargos de dívidas, variações monetárias de empréstimos e financiamentos, atualização monetária de autos de infração e outras despesas financeiras. O custo dos empréstimos, quando não capitalizados são reconhecidos no resultado com base no método da taxa efetiva de juros.

4.27. Distribuição de Dividendos

Os dividendos são registrados quando aprovados pela Assembleia Geral de Acionistas. O Estatuto Social prevê o pagamento de, no mínimo, 50% do lucro anual da Companhia. Portanto, no encerramento do exercício, quando aplicável, é constituída provisão para pagamento de dividendo mínimo no passivo e o que exceder ao dividendo mínimo obrigatório em conta específica dentro do Patrimônio Líquido, de acordo com o estabelecido no CPC 25 e ICPC 08.

4.28. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 35.

4.29. Informações por Segmento

As informações por segmentos operacionais evidenciam as atividades de negócio dos quais podem obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do mesmo Grupo, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais da Companhia.

A Companhia, considerando a natureza de suas operações, conclui que possui os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

4.30. Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes as compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento. Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

Os projetos para construção e instalação de novos empreendimentos são identificados e monitorados pelos órgãos ambientais fiscalizadores, tais como Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, Fundação Estadual de Proteção Ambiental – FEPAM, Secretaria Municipal do Meio Ambiente – SEMA e ONGs.

4.31. Demonstração do Resultado

A Demonstração do Resultado encontra-se apresentada pela natureza das receitas e despesas operacionais.

4.32. Pronunciamentos e Interpretações Contábeis

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor em períodos posteriores à data das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015:

4.32.1 Vigentes a partir de 01/01/2016

A Companhia não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis quando da aplicação das seguintes normas:

· IAS 19 - Planos de Benefícios Definidos: Contribuições dos Empregados: Estabelece que, se o valor das contribuições por empregados ou terceiros for independente da qualidade de anos de serviço, permite-se que uma entidade reconheça essas contribuições como redução no custo de serviço no período em que o serviço é prestado, ao invés de alocar as contribuições aos períodos de serviço.

IAS 1/CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis: Oferece orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade, o qual deve ser avaliado tanto para fins das informações a serem divulgadas, sejam elas requeridas ou não, quanto na ordenação das notas explicativas e no uso de critérios de agregação.

IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – Métodos aceitáveis de depreciação e amortização: Traz esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização, restringindo os métodos baseados em receita.

IFRS 10/CPC 36 (R3), IFRS 12/CPC 45 e IAS 28/CPC 18 (R2) – Demonstrações consolidadas e Investimentos em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: Trata de questões específicas no contexto da aplicação da exceção de consolidação para entidades de investimentos, esclarece o tratamento da venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, cujas exigências são aplicáveis independentemente da forma jurídica da operação.

IFRS 11/CPC 19 (R2) – Acordo contratual conjunto: Requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3 – Combinação de negócios – aplique os princípios desse IFRS, e de outros pronunciamentos, exceto aqueles que conflitem com o IFRS 11 – Negócios em conjunto.

4.3.2.2. Vigentes a partir de 01/01/2018 e 01/01/2019

A Companhia está avaliando os impactos que as normas a seguir descritas terão em suas demonstrações contábeis:

- IFRS 9 – Instrumentos financeiros: Introduce novas exigências para a classificação, mensuração, *impairment*, contabilidade de hedge e reconhecimento de ativos e passivos financeiros.

- IFRS 15 – Receita de contratos com clientes: Estabelece princípios para o registro da receita provenientes de contratos com clientes e sua divulgação. Substituirá os pronunciamentos vigentes de reconhecimento de receita.

IFRS 16 – Leasing: introduz exigências para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. A norma define um modelo único de contabilidade de leasing, exigindo que o arrendatário reconheça ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do leasing tenha valor não significativo. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo continuar classificando os contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Data Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEBÁVEL				
Ativos em Descoberto	2.067	27.347	1.897	28.337
Aplicações Financeiras de curto prazo (Imediata) - CACRA/R SUL	35.517	14.748	35.517	14.748
Aplicações Financeiras de curto prazo (Imediata) - CDB Especial	187	-	922	32.887
Total de Ativos Equivalentes de Caixa	38.271	42.095	40.336	73.972
PASSIVO EQUIVALENTE				
Ativos em Descoberto - F.C.C.	8.331	7.046	8.331	7.046
Total de Aplicações Financeiras de curto prazo	8.331	7.046	8.331	7.046

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$2.467 (R\$26.973 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$35.517 (R\$15.172 em 31 de dezembro de 2014) registrado no ativo circulante refere-se a aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

O valor de R\$187 (R\$30.887 em 31 de dezembro de 2014) no ativo circulante refere-se à aplicações financeiras classificadas em CDB, remuneradas com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários - CDI à taxa de 100%, e a aplicações vinculadas a garantia de compras de energia e à captação de empréstimos.

O valor de R\$8.331 (R\$7.446 em 31 de dezembro de 2014) no ativo não circulante refere-se a Quotas Subordinadas dos Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC V CEEE-GT, que são atualizadas conforme definido em contrato.

6. CONCESSIONARIAS E PERMISSIONARIAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONCESSIONÁRIA	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Suprimento de Energia	19.499	22.101	19.499	22.101
Encargos de uso de Rede	47.098	39.970	47.098	39.970
Energia de Juro Físico - CEEE	70.937	-	70.937	-
Tributos de Crédito a Receber	359	344	359	344
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	9.897	7.283	9.897	7.283
Total	138.790	69.798	138.790	69.798

6.1. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$9.897 (R\$7.283 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONCESSIONÁRIA	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
IRRECUPELÁVEL				
FIDC FIDC a Compensar	-	-	-	-
IRF e ILL a Compensar	32.874	41.137	32.874	41.137
IRF a Compensar	400	404	400	404
Doutos Créditos a Compensar	73	74	74	74
Total	33.347	41.615	33.347	41.615
IRRECUPERÁVEL				
FIDC FIDC a Compensar	-	-	-	-
IRF a Compensar	608	-	608	-
IRF e ILL a Compensar	-	-	-	-
Doutos Créditos a Compensar	-	-	-	-
Total	608	-	608	-

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONCESSIONÁRIA	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Estoque de Inveniente	7.888	8.427	7.888	8.427
Estoque de Consumo	3.428	3.427	3.428	3.427
Total	11.316	11.854	11.316	11.854

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados à manutenção das operações, em processo de classificação, resíduos e sucatas e destinados à alienação, todos valorados a preço médio e deduzidos das provisões para perdas.

9. OUTROS CREDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

Nota Explicativa	31.12.2015		31.12.2014	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
9.1. P&D				
Resíduos e Licenças - Meio-FCI	9.1	7.466	8.631	7.466
Desenvolvimento e Fornecimento de Equipamentos		2.437	1.760	2.437
Aluguer de terrenos e Locais Fictícios		4.969	1.103	4.969
Adiantos de Fornecedores	14	1.551	1.192	1.551
Impostos e taxas	92.34	15.132	12.790	12.790
Outros créditos diversos	14	14.248	9.168	14.248
Créditos recebíveis de				
- Outras entidades		16.486	10.829	16.486
- Outras entidades		13.570	4.571	13.571
Total		81.651	49.078	49.078
9.2. Conta Gráfica				
Conta Residual do Sistema Existente - RBSE	93	415.022	415.022	415.022
Outros créditos	14.12	142.449	211.559	142.449
Total	97	557.471	626.581	557.471

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

O valor de R\$7.466 (R\$8.631 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, bem como o aprimoramento de suas características.

9.2. Conta Gráfica

O valor de R\$15.132 (R\$12.790 em 31 de dezembro de 2014) refere-se aos saldos de contratos de compartilhamento das atividades de Tecnologia da Informação e de atividades de Telecomunicações entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D.

9.3. Dividendos a Receber

O valor de R\$16.248 (R\$8.165 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Etau R\$93, Chapecoense R\$5.015, Complexo Eólico Povo Novo R\$16, Ceran R\$5.291, Enerfin R\$1.700 e Enercan R\$4.133 (vide nota explicativa nº 14).

9.4. Custos a Reembolsar

O valor de R\$16.486 (R\$10.829 em 31 de dezembro de 2014) refere-se, principalmente, aos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção com as investidas Povo Novo e TESB.

9.5. Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

O montante de R\$415.022 refere-se ao valor residual dos ativos de transmissão de energia elétrica pertencentes à Rede Básica Existente em 31 de maio de 2000, também denominada RBSE, classificados conforme Resoluções ANEEL nº 166/2000 e nº 167/2000. Nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de

2013, em seu §2º, art. 15º, a União indenizará os ativos de RBSE ainda não depreciados ou amortizados, com expectativa de pagamento em 30 anos, corrigido pelo IPCA.

Na sequência deste processo de indenização dos ativos vinculados à RBSE, a ANEEL divulgou a Resolução Normativa nº 589, de 10 de dezembro de 2013, definindo os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização. Nesse sentido, considerando os comandos da Resolução ANEEL, a CEEE-GT, em 27 de dezembro de 2013, enviou ao órgão regulador o cronograma para realização do laudo de avaliação que irá valorar esses ativos considerando o critério de valor novo de reposição.

A Companhia mantém seu ativo pelo valor histórico residual dos bens pertencentes à RBSE, o qual poderá sofrer alterações até sua homologação final.

Foi concluído em 23 de março de 2015 o Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, elaborado pela Consultoria American Appraisal. O referido relatório foi entregue na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 29 de abril de 2015. Conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tinha um prazo de 150 dias para validar as informações, sendo 30 dias contados a partir da data de protocolo para manifestar o aceite do laudo de avaliação enviado pela empresa e mais 120 dias a partir do aceite para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável.

Conforme Termo de Notificação nº 0015/2016-SFF emitido pela ANEEL em 04 de fevereiro de 2016, obteve-se como montante líquido a ser indenizado o valor de R\$836.283, referente aos bens da RBSE não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, na data base de 31 de dezembro de 2012. Todavia salienta-se que o montante da base de ativos a ser indenizado, está em fase de contestação pela Companhia e o reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia.

9.6. Mútuo CEEE-D

Em 21 de maio de 2014, através do Despacho nº 1.585, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu a operação de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) meses. O Contrato de Mútuo entre as partes foi celebrado em 29 de maio de 2014.

Em 11 de dezembro, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$ 300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração na Cláusula Primeira. A administração da companhia autorizou a postergação do prazo do contrato de mútuo para maio de 2018. As parcelas liberadas, corrigidas mensalmente pela CDI, perfazem o montante de R\$342.448.

Data do Evento	Histórico	Saldo
31.12.2015	Parcelas liberadas até 31.12.2015	200.000
31.12.2015	Atualização até 31.12.2015	142.448
	Saldo a Receber	342.448
		342.448
		342.448

NÃO CIRCULANTE

9.7. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCFL – Energia livre

Durante o período de racionamento de energia, ocorrido entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002, vigorou a redução de consumo de energia elétrica imposta pelo PERCEE (Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica) nos submercados Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e, parcialmente, no submercado Norte. Em maio de 2001 foi efetuado o Acordo Geral do Setor Elétrico, no qual foram estabelecidos os compromissos de repasse da parcela de energia pelas Concessionárias Distribuidoras às Geradoras.

Nessa vertente, a Nota Técnica nº 001/2003 e a Resolução nº 36/2003, emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), prescreveram as parcelas da chamada "Energia Livre" pertencentes às empresas geradoras e distribuidoras que recorreram ao então denominado Mercado Atacadista de Energia (MAE), atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, durante o período do racionamento e que foram impactadas pela redução da geração de energia elétrica das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), conforme prevê o artigo 2º da Lei nº 10.438/2002, estando a Companhia inserida neste contexto de energia a receber.

Adicionalmente, o artigo 9º, §1º, da Resolução nº 36/2003 dispõe que o repasse de energia livre está condicionado à solução de controversias contratuais e normativas e à eliminação de eventuais litígios judiciais ou extrajudiciais, em conformidade com o art.4º §13 da Lei nº 10.438/2002. Neste cenário, em 2002, a então Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE (empresa antecessora da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT) ajuizou a ação nº 2002.34.00.036038-5, processo CEEE nº 3.494/2002, que tem por objetivo a declaração de nulidade do item IV do Despacho ANEEL nº 288 no que tange ao alívio de exposição dos quotistas de Itaipu localizados na região Sul. Também foram impetradas as ações judiciais nº 2002.61.00.026519-4 e nº 2002.61.00.029736-5, processo CEEE nº 3.555/2002, contra a ANEEL e o MAE, que buscam a suspensão do andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para o dia 22/11/2002.

Em março de 2004, a Resolução ANEEL nº 45 atualizou o percentual da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) referente à Energia Livre e o percentual que cabe a cada agente, até que, em 2010, a ANEEL publicou o Despacho nº 2.517, o qual fixou os montantes finais de Energia Livre a serem repassados entre Distribuidoras e Geradoras. No item V do referido despacho a ANEEL informa que os montantes pertencentes à CEEE devem ser registrados contabilmente como direito ou obrigação das distribuidoras, conforme o caso, e atualizados monetariamente até serem solucionados os litígios judiciais.

Considerando o atual contexto econômico e financeiro vivenciado pelas Distribuidoras do Setor Elétrico Nacional, em especial frente ao momento de excepcionalidade referente ao regime hidrológico, a Companhia constituiu provisão desses créditos no exercício de 2014, a partir da análise dos devedores.

	CONTABILITADA		PROVISÃO	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
Saldo Inicial	-	149.963	-	149.963
Acréscimo Monetário	-	24.395	-	24.395
Redução da Provisão	-	173.773	-	173.773
Saldo Final	-	-	-	-

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONTABILITADA		PROVISÃO	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
Saldo Inicial	475.395	475.395	475.395	475.395
Acréscimo em Títulos do Governo	-	-	-	-
Total	475.395	475.395	475.395	475.395

10.1. Descrição

O saldo de R\$149.963 (R\$475.395 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à liquidação judicial do processo Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2, cuja decisão favorável do Superior Tribunal de Justiça – STJ (RESP nº 435.948-RS) proferida em 2005, transitou em julgado no ano de 2009 junto ao Supremo Tribunal Federal – STF.

Em 26 de janeiro de 2012 a Companhia firmou um Termo de Acordo com a União, homologado judicialmente em 31 de janeiro de 2012, liquidando uma lide que perdurou aproximadamente 20 anos. O acordo foi firmado junto a Advocacia Geral da União - AGU, com autorização do Ministério de Minas e Energia - MME e do Ministério da Fazenda, assim como, com a efetiva participação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

ANEEL, da Secretaria do Tesouro Nacional – STN, da Receita Federal do Brasil – RFB, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN e da Eletrobrás.

Nesse contexto a Companhia obteve um valor a receber de R\$ 1.209.304 inerente à Conta de Resultados a Compensar apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos da Companhia junto a Receita Federal do Brasil – RFB e junto a Secretaria do Tesouro Nacional – STN que totalizavam o montante de R\$55.673. Assim, o valor líquido dos créditos da CRC a receber na data base de 31 de dezembro de 2011 ficou em R\$1.153.631, os quais foram pagos pela União em três parcelas (tranches), mediante a emissão de Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN B, com as seguintes características:

- I. Data-base: 15 de julho de 2000;
- II. Valor Nominal na data-base: R\$ 1.000,00 (Um mil reais);
- III. Modalidade: nominativa e negociável;
- IV. Atualização do valor nominal: IPCA do mês anterior;
- V. Juros remuneratórios: 6% a.a
- VI. Pagamento do principal e juros:
 - Principal – em parcela única na data de vencimento do título;
 - Juros – semestralmente, no dia 15 dos meses de maio e novembro, com ajuste do prazo no primeiro período de fluência.

Em 09/02/2012, 18/12/2012 e 17/12/2013 a Secretaria do Tesouro Nacional transferiu a primeira, a segunda e a terceira tranche para a Companhia no valor de R\$451.310, de R\$459.759 e de R\$365.370, correspondentes a 197.135, 160.231 e 160.231 NTN B, respectivamente.

10.2. Classificação

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia havia classificado o direito de recebimento dos títulos como “Ativos Financeiros mantidos até o vencimento” levando em consideração a data de conversão do crédito em Notas do Tesouro Nacional - série B “NTN-B”.

O Termo de Acordo, estabeleceu a transferência dos títulos em três tranches, sendo a primeira em até 10 (dez) dias úteis após a homologação do acordo, o que ocorreu em 09 de fevereiro de 2012, a segunda e a terceira tranches em 18/12/2012 e 17/12/2013, respectivamente. No entanto, o recebimento por parte da Companhia da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrasetoriais e financiamentos perante a Eletrobrás, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 a Companhia efetivou a liquidação dos débitos nos prazos estabelecidos no Termo de Acordo, atendendo a cláusula condicionante para transferência das NTN-Bs nas datas previstas, reclassificando o ativo financeiro para a categoria de disponível para venda.

A Companhia considerou as seguintes características, nas quais não é possível identificar uma categoria específica de instrumento financeiro, exceto Ativo financeiro disponível para venda:

- a intenção de vender os títulos nos prazos estabelecidos nos termos do acordo, sendo Dezembro de 2012 e de 2013, portanto não foram adquiridos para a finalidade de venda em curto prazo, bem como existe restrição de uso desses recursos, devendo os mesmos serem utilizados para investimentos em ativos da concessão.
- as NTN-Bs possuem fluxos de caixa determináveis com vencimentos definidos, mas a Concessionária não possui a intenção e a capacidade financeira de mantê-los até os vencimentos nos anos de 2017, 2035 e 2045.
- as NTN-Bs estão cotadas em mercado ativo.

10.3. Forma de Atualização das NTN-Bs

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do

patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

Os juros efetivos das NTN-Bs classificadas na conta de aplicações financeiras de curto prazo são calculados com base no valor nominal atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior e Juros remuneratórios: 6% a.a. calculados pró-rata-die).

O valor justo da totalidade dos valores a receber está calculado com o preço unitário divulgado pelo mercado secundário apurado pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais (Anbima).

10.4. Movimentação

O valor justo e os juros efetivos das NTN-Bs estão reconhecidos contabilmente conforme segue:

	CONTROLADORA				
	Ativo		Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado
	Investimentos em títulos de crédito	Outros	Impostos a pagar	Juros recebidos	Despesa financeira
Principios em 31/12/2014	475.835	17.040		128.864	
Ativação pelo preço efetivo	57.039				57.039
Exercício anterior	33.629			103.303	
Exercício atual	124.205			17.551	27.654
Principios em 31/12/2015	22.029				
Principios em 31/12/2015	149.967	13.541		150	14.162
Principios em 31/12/2015	149.967	13.541		150	14.162

11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

11.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

Nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12), a Companhia estimou seus tributos diferidos cotejando as diferenças temporárias tributáveis com as diferenças temporárias dedutíveis e créditos fiscais não utilizados.

11.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Reconhecimento do Lucro Atribuído	82.781	96.861	82.781	96.861
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	(41.058)	(42.976)	(41.058)	(42.976)
Exercício Temporal	51.451	93.107	51.451	93.107
Exercício Temporal - MF S29/2012 (Renovação das Concessões)		65.837		65.837
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	93.174	212.829	93.174	212.829
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	31.679	72.362	31.679	72.362

11.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

A Companhia, em consonância com o CPC 32 (IAS 12), contabiliza seu ativo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse ativo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro, que será recuperado em período futuro, relacionado a diferenças temporárias entre a base de cálculo fiscal e a base de cálculo societária da CEEE-GT, assim como referente aos créditos de prejuízos fiscais de IRPJ e base negativa de CSLL, originados de períodos anteriores. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Companhia revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT não foi incrementado neste exercício de 2015. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2015, R\$297.821 (R\$ 315.208 em 31 de dezembro de 2014).

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Provisão Extraordinária de R\$ 3.096.561	272.597	279.241	272.597	279.241
Provisão para Contingências Trabalhistas	124.260	119.969	124.260	119.969
Provisão para Contingências Fiscais de Quebra	-9.184	14.287	-9.184	14.287
Outros Provisões	-93	781	-93	781
Total das Diferenças Temporárias	-46.536	-45.282	-46.536	-45.282
Alíquota IPI/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Ativo Fiscal das Diferenças Temporárias	145.022	154.435	145.022	154.435
Base Negativa da CSLL	394.294	417.681	394.294	417.681
CSLL Diferida Alíquota 15%	35.485	27.592	35.485	27.592
Prejuízo Fiscal da CSLL	750.682	714.221	750.682	714.221
CSLL Diferida Alíquota 25%	187.708	193.355	187.708	193.355
Total do Crédito Fiscal da CSLL (IPI e CSLL)	223.193	219.148	223.193	219.148
Ativo Fiscal não Reconhecido	297.821	315.208	297.821	315.208
Saldo Contábil	70.394	70.395	70.394	70.395

11.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Diferenças Temporárias Tributáveis	31.679	72.362	31.679	72.362
Diferenças Temporárias Dedutíveis	(70.394)	(70.395)	(70.394)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido	(38.715)	1.967	(38.715)	1.967

11.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia, com base em estudo técnico submetido à aprovação pelos órgãos de Administração da Companhia. Esse estudo projeta a expectativa de resultados tributáveis em um período de 10 anos.

As estimativas de recuperação dos créditos fiscais foram suportadas pelas projeções dos lucros tributáveis levando em consideração diversas premissas financeiras e de negócios consideradas no encerramento do exercício. Nesse sentido, essas estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões. Portanto, não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimentos.

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros, cotejando com a estimativa de realização do ativo fiscal diferido.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Exercício de 2015		32.616		32.616
Exercício de 2016	2.134	2.533	2.134	2.533
Exercício de 2017	(4)	1.100	(4)	1.100
Exercício de 2018	(15.527)	595	(15.527)	595
Exercício de 2019	(19.652)	(109)	(19.652)	109
Exercício de 2020	15.713	(34.868)	15.713	(34.868)
A partir do Exercício de 2021	10.047	-	10.047	-
Total	(38.715)	1.967	(38.715)	1.967

12. DEPOSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$48.835 (R\$49.570 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a depósitos judiciais dos processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando o saldo das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 24).

13. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão:

	CONTROLADORA		CONSO. DADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativo financeiro	50.549	14.644	58.873	18.712
Ativo circulante	103.276	193.402	357.203	332.976
Total	153.825	207.946	416.076	351.688

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão sob os quais a Companhia obtém remuneração do capital investido.

Com base no Contrato de Concessão nº 080/2002 e no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001, a Administração entende que a aplicação do modelo “financeiro” é o que melhor representa o negócio de Transmissão de Energia Elétrica, considerando que a infra-estrutura construída é recuperada por meio da RAP (Receita Anual Permitida), a qual contempla os seguintes valores:

- I. receita para cobrir os custos de operação e manutenção (O&M) da infra-estrutura vinculada aos contratos de concessão; e
- II. receita para amortização do capital investido na infra-estrutura a serviço da concessão. Esta parcela de receita é definida mediante a metodologia do WACC (*weighted average cost of capital*), a qual estabelece a remuneração mínima para o investimento realizado.

No caso de extinção da concessão, os bens reversíveis e classificados no ativo financeiro, ainda não amortizados pela RAP, serão indenizados pelo poder concedente ou por outro órgão por ele delegado para tal atribuição.

Em 31 de dezembro de 2015, o valor de R\$245.797, é composto por R\$50.549, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002 e por R\$195.248, referente aos bens das obras em curso pertencentes às instalações abrangidas no Contrato de Concessão nº 055/2001 e seu Primeiro Aditivo. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras em curso que ainda não possuem Resolução Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

4

1

2

13.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	R\$ MILHÕES			Total
	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	
Ativo financeiro da concessão	458.887	458.887	458.887	458.887
- Receitas de Transmissão - Ativos	458.887	458.887	458.887	458.887
- Depreciação - Ativos	0	0	0	0
- Receitas de Energia	0	0	0	0
- Receitas de Serviços Públicos	0	0	0	0
- Amortização de Devedores	0	0	0	0
- Ativo financeiro da concessão	458.887	458.887	458.887	458.887
Ativo financeiro da concessão	458.887	458.887	458.887	458.887
Ativo financeiro da concessão	458.887	458.887	458.887	458.887

O Contrato de Concessão 001/2011 da Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB ainda não se encontra em fase operacional, dessa forma, não há receita de O&M (operação e manutenção) ou amortização do ativo financeiro. A Receita Anual Permitida - RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 1.756/2014 de 24 de junho de 2014 é de R\$25.449.

13.2. Vinculação dos Bens à Concessão

De acordo com os Artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na referida concessão.

13.3. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de Transmissão.

Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável, sendo esta a prática adotada por esta Companhia quando da apuração do valor dos bens vinculados ao Contrato de Concessão Nº 055/2001 alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 1.1.2.1).

13.4. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indícios de que estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica:

- I. As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão;
- II. As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras;
- III. Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;

- IV. O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- V. As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens;
- VI. Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente indenizada pelo valor residual desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

13.5. Indenização Rede Básica - Novos Investimentos - RBNI

O montante de R\$222.634 em 31 de dezembro de 2014 no ativo circulante refere-se a indenização dos empreendimentos autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL após 31 de maio de 2000, denominados de Rede Básica de Novos Investimentos - RBNI, para o contrato de concessão nº 055/2001, conforme estabelecido pela Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. O valor de indenização foi divulgado através do Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012, cujo recebimento será realizado em trinta e uma (31) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*weighted average cost of capital*) de 5,59% real ao ano, segundo o que estabelece o Artigo 4º da referida Portaria Interministerial.

14. INVESTIMENTOS

14.1. Composição

	CONTABILIZADA		CONTABILIZADA	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
Em moeda corrente, a pagar				
- A ANEEL em favor da Rede Básica de Novos Investimentos	648.842	605.417	592.913	559.287
- A ANEEL em favor da Rede Básica de Novos Investimentos	272	272	272	272
	<u>649.114</u>	<u>605.689</u>	<u>593.185</u>	<u>560.559</u>

14.2. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

Os investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial da CEEE-GT estão classificados nos seguintes segmentos de negócio:

Segmento de Negócio	Participação	Participação	Segmento de Negócio
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia
LEONARDO	TESE		Vendas de Energia

Os saldos compõem-se de participação no capital das seguintes empresas:

	31/12/2012		31/12/2013	
	Saldo de Moeda	Participação (%)	Saldo de Moeda	Participação (%)
Controladas:				
TESB	60.000	99,99%	24.511	99,99%
Ventus de Itaipua	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventus de Foz de Iguaçu	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventus de Vera Cruz	10	99,99%	10.000	99,99%
Coligadas:				
CEEE	23.215	49,00%	10	49,00%
TAU	280.000	49,00%	24.511	49,00%
CEMIG	500.000	49,00%	500.000	49,00%
TAU	20.350	20,00%	20.350	20,00%
CEMIG	17.680	10,00%	17.680	10,00%
CEMIG	14.895	10,00%	14.895	10,00%
CEMIG	114.118	10,00%	114.118	10,00%
Ventus da Tagua	88.201	10,00%	88.201	10,00%
Ventus do Itaipua	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventus do Foz	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventus dos Índios	63.641	10,00%		
Chapadense	714.509	4,00%	714.509	4,00%
Embram	188.787	9,51%	188.787	9,51%

14.3 Controladas

14.3.1 Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT, juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a Zhejiang United Engineering CO Ltda, constituíram uma sociedade limitada, sob a denominação Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB.

A Sociedade tem como objeto social a exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestando mediante a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão das seguintes Linhas e Subestações pelo prazo de 30 anos:

- LT 230Kv, com extensão aproximada de 12Km, com origem na subestação Porto Alegre 9 e término na subestação Porto Alegre 8;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 29Km, com origem na subestação Porto Alegre 9 e término na subestação Nova Santa Rita;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 29Km, com origem na subestação Campo Bom e término na subestação Taquara;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 19Km, com origem na subestação Restinga e término na subestação Porto Alegre 13;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 13Km, com origem na subestação Restinga e término na subestação Viamão 3;
- SE Porto Alegre 12;
- SE Viamão 3;
- SE Candelária 2; e
- SE Porto Alegre 13.

A composição acionária originária foi assim estabelecida: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 40%, Zhejiang United Engineering CO Ltda – 40% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 20%.

Em julho de 2012, em virtude da subscrição do capital a ser integralizado, as sócias Procable Energia e Telecomunicações S.A., detentora de 40% das quotas e a sócia Zhejiang Isigma United Engineering CO Ltda detentora de 40% das quotas, cederam e transferiram cada uma 3%, totalizando 6% de cessão e transferência de cotas de capital subscrito e não integralizado para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e

Telecomunicações S.A. – 37%, Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 26%.

Em março de 2013, a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. cedeu e transferiu, 27% das cotas não integralizadas para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 10%, Zhejiang United Engineering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 53% do capital subscrito.

Ainda em 2013, a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT recebeu transferências de cotas da seguinte forma:

a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. cedeu e transferiu gratuitamente 9,2% das cotas, correspondendo a 5.520.000 cotas. As cotas cedidas pela sócia Procable correspondem a 1.830.000 cotas de capital integralizado e 3.690.000 cotas de capital não integralizado.

a sócia Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda cedeu e transferiu 28,2% das cotas, correspondendo a 16.920.000 cotas, gerando uma contrapartida de R\$16.920 cujo pagamento se dará mediante condições estabelecidas em Termo de Compromisso a ser firmado entre as partes (vide nota explicativa nº 24.4).

Com as transferências, a TESB passa ter seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 0,8%, Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda – 8,8% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 90,4% do capital subscrito.

A transferência de controle acionário estava condicionada a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No encerramento do exercício de 2013 a participação da CEEE-GT no capital da TESB, considerando as cotas integralizadas era de 0,02%.

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 90,4% do capital social subscrito.

14.1.2. Complexo Eólico Povo Novo

O complexo Eólico Povo Novo está localizado no município de Rio Grande – RS sendo formado por 3 Centrais Geradoras Eólicas (CGE), totalizando a potência instalada de 55MW

Em 05 de fevereiro de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publicou Despacho nº 276 habilitando as vencedoras do Leilão nº 09/2013 referente a empreendimentos de energia eólica. A CEEE GT participa de 3 consórcios vencedores relativo ao Complexo Eólico Povo Novo:

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potencia instalada é de 25MW;

- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potencia instalada é de 7,5MW;

- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potencia instalada é de 22,5MW;

O conjunto de investimentos ocorrerá em 2014 e 2015, uma vez que o início da operação comercial do empreendimento deverá ocorrer em 2016.

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas. Os principais grupos do ativo, passivo e resultado das controladas em 31 de dezembro de 2015, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da CEEE-GT.

14.4.3.1 - Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE

Ativo

Ativo e Equivalente de Caixa
Duplicatas a receber
Ativo Financeiro

	2013	2012	2011	2010
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
	296.258	62.816	24.000	36.459
	105.384	61.664	25.256	56.524

Passivo e Patrimônio Líquido

Capital Social e Reservas
Provisões e Passivos
Passivo Financeiro
Patrimônio Líquido

	2013	2012	2011	2010
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
	296.258	62.816	24.000	36.459
	105.384	61.664	25.256	56.524

14.4.3.2 - Fronteira Sul Transmissora de Energia S.A. - FST

Ativo e Equivalente de Caixa
Duplicatas a receber
Ativo Financeiro

Lucro Bruto

Provisões e Passivos
Passivo Financeiro

Lucro Antes dos Impostos

Provisões e Passivos
Passivo Financeiro

Lucro Líquido

	2013	2012	2011	2010
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
	1.114	7.114	7.114	7.114
	7.114	7.114	7.114	7.114
	5.142	(243)	(87)	(221)
	(6.897)	(13)	(103)	(221)
	(1.755)	(301)	(103)	(221)

14.4. Coligadas

14.4.1 - Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A. - FOTE

Em novembro de 2013, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Eletrosul Centrais Elétricas S.A, constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A – FOTE, com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LOTE I – Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A;
- LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2;
- SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA; e
- SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio)

Em reunião do Conselho de Administração foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC no valor total de R\$30.345 na proporção de 49% para a CEEE-GT e de 51% para a Eletrosul. Tendo em vista os adiantamentos para futuro aumento de capital aprovados e realizados pelos acionistas, em 15 de dezembro de 2014 foi autorizado o aumento do capital social da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE em R\$23.205 com a subscrição de 23.205.000 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

14.4.2 - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSL

Em junho de 2012 a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

LT Nova Santa Rita, com extensão aproximada de 281Km, com origem na SE Nova Santa Rita e término na SE Campo Novo;

LT Povo Novo - Marmeleiro, com extensão aproximada de 154Km, com origem na SE Povo Novo e término na SE Marmeleiro;

LT Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar, com extensão aproximada de 52Km, com origem na SE Marmeleiro e término na SE Santa Vitória do Palmar;

- SE 525/230 kV Povo Novo;

- SE 525kV Marmeleiro;

- SE 525/138 kV Santa Vitória do Palmar; e

- Instalações de Transmissão de Rede Básica na SE Povo Novo.

Em reunião do Conselho de Administração foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC no valor total de R\$498.500 na proporção de 49% para a CEEE-GT e de 51% para a Eletrosul. Tendo em vista os adiantamentos para futuro aumento de capital aprovados e realizados pelos acionistas, em 11 de dezembro de 2014 foi autorizado o aumento do capital social da Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. ISLE em R\$245.990 com a subscrição de 245.990.000 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

11.1.3 Companhia Energética Rio das Antas - CERAN

Refere-se à participação de 30% na Companhia Energética Rio das Antas - CERAN, para implantação e exploração dos empreendimentos hidrelétricos nas usinas Castro Alves, Monte Claro e 14 de Julho, todas localizadas no Estado do Rio Grande do Sul, cuja potência instalada corresponde a 360 MW.

A UHE Monte Claro iniciou a operação comercial de fornecimento de energia em 29 de dezembro de 2004 com a primeira unidade geradora e em 29 de novembro de 2006 com a segunda unidade geradora. A UHE Castro Alves iniciou a operação comercial em 04 de março de 2008 com a primeira unidade geradora, em 02 de abril de 2008 com a segunda unidade geradora e em 06 de junho de 2008 com a terceira unidade geradora. A UHE 14 de Julho iniciou a operação comercial em 25 de dezembro de 2008 com a primeira unidade geradora e em 12 de março de 2009 com a terceira unidade geradora.

11.1.4 Transmissora Porto Alegrense Ltda - TPAE

Em junho de 2009, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A constituíram a Sociedade de Propósito Específico denominada Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE com a seguinte composição acionária: Procable - 80% e CEEE-GT - 20%.

Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE venceu o Leilão da ANEEL - processo nº 48500.000368/2009-18 para a exploração da Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, mediante construção, montagem, operação e manutenção da Linha de Transmissão Subterrânea em 230kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4.

Conforme memorando de entendimentos firmado entre as partes, a CEEE-GT seria responsável pela operação e manutenção do empreendimento, pelas licenças ambientais, e pelas revisões de acompanhamento técnico e de fiscalização da obra e a Procable seria responsável pela preparação do projeto básico e executivo do empreendimento, construção, fornecimento de materiais, obras civis, instalações, testes e realização de comissionamento. A CEEE-GT e a Procable, em conjunto, são responsáveis pela estruturação e contratação do financiamento para implantação do empreendimento.

A TPAE iniciou sua operação comercial em 21 de novembro de 2013.

11.1.5 Jaguarí Energética S.A

Refere-se à participação da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT na Jaguarí Energética S.A, para a construção da PCH FURNAS DO SEGREGDO, localizada no rio Jaguarí, no Estado do Rio Grande do Sul, cujo início das operações ocorreu em setembro de 2005.

Em 30 de agosto de 2004, a participação da Companhia reduziu de 30% para 14,19% de acordo com a Resolução de Diretoria nº 2.124, isto porque o Acordo de Quotistas estabelecia que o acionista Guascor financiaria o capital próprio da Companhia caso a sociedade obtivesse um financiamento mínimo de 80%, o qual não foi aprovado pelo BNDES, que financiou 55,2% do projeto.

Em novembro de 2006, conforme Resolução de Diretoria nº 486, a Companhia não manifestou interesse em acompanhar os aportes deliberados pelos demais acionistas da empresa, reduzindo a participação para 10,5%.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos do reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos.

14.4.6 - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU

Em 18 de dezembro de 2002, a Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU, firmou Contrato de Concessão nº 82/2002 - ANEEL, tendo por objeto a concessão do serviço público de energia elétrica referente à linha de transmissão Campos Novos/Santa Marta de 230 kV, bem como das subestações de Lagoa Vermelha 2 - RS, Barra Grande - SC e das entradas de linhas e instalações associadas a estas. A construção da linha de transmissão foi iniciada ao longo do exercício de 2002 e foi concluída em 1º de setembro de 2005. A Companhia tem participação de 10% na ETAU.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.7 - Parques Eólicos Palmares S.A.

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$890.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Palmares do Sul/RS: Parque Eólico Fazenda Rosário, Parque Eólico Fazenda Rosário 2 e Parque Eólico Fazenda Rosário 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Fazenda Rosário e o Parque Eólico Fazenda Rosário 3 entraram em operação em 30 de junho de 2011, e o Parque Eólico Fazenda Rosário 2 iniciou a fase de teste em 6 de setembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.8 - Ventos da Lagoa Energia S.A.

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$687.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro 2 e Parque Eólico Sangradouro 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Sangradouro 2 entrou em operação em 14 de setembro de 2012 e o Parque Eólico Sangradouro 3 em 22 de maio de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.1.10 - Ventos do Litoral Energia S.A.

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$507.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Osório 2 e Parque Eólico Osório 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Osório 2 entrou em fase de teste em 14 de novembro de 2012 e o Parque Eólico Osório 3 em 10 de novembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.1.11 - Ventos do Sul Energia S.A.

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$18.174.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro, Parque Eólico Osório e Parque Eólico dos Índios com capacidade total de geração de 150MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) mensurado como o excesso de valor justo da contraprestação efetivamente transferida sobre o valor justo líquido dos ativos identificáveis e dos passivos da entidade está disposto abaixo:

	31/12/2015
Investimento Efetivamente Transferido	R\$ 35.000
Valor justo líquido sobre o qual se identificou a parte da entidade	166.264
Ativos identificáveis	80.879
Ativo de Impostos	422.459
Passivos identificáveis	139.623
Investimento líquido sobre	279.451
Investimento líquido - FAIR - Superávit	114.824
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill)	R\$ 18.174

14.1.12 - Ventos dos Índios Energia S.A.

Em 30 de junho de 2015 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos dos Índios Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$7.243.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS, denominados Parque dos Índios 2 e Parque dos Índios 3, com capacidade total de geração de 52,9MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.11 Uhe Foz do Chapecó Energia S.A.

Em 01 de março de 2007, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a CPFL Geração de Energia S.A e a Chapecoense Geração S.A, assinaram o Acordo de Acionistas da Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, sociedade por ações de propósito específicas – SPE, com distrato do consórcio anteriormente formalizado entre as partes.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 879, de 17 de abril de 2007, autorizou a transferência da quota parte detida pela Chapecoense Geração S.A na concessão do UHE Foz do Chapecó para a Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, alterando-se a estrutura acionária, que passou a ter a seguinte composição: CPFL – 51%, CEEE-GT – 9% e Chapecoense – 40%.

A potência instalada da usina, localizada no rio Uruguai, entre os municípios de Águas de Chapecó no Estado de Santa Catarina, e Alpestre no Rio Grande do Sul, corresponde a 855 MW, distribuída em quatro grupos geradores, e em março de 2011 passou a operar com sua capacidade máxima.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP.

14.4.12 Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

Refere-se à participação de 6,51% na Empresa Campos Novos Energia S.A – ENERCAN, localizada no rio Canoas, entre os municípios de Campos Novos e Celso Ramos, no Estado de Santa Catarina, através do contrato de concessão nº 43/2000, com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A potência instalada corresponde a 880 MW, sendo que a 1ª unidade geradora passou a operar comercialmente em 03 de fevereiro de 2007, a 2ª unidade em 17 de fevereiro de 2007 e a 3ª unidade entrou em operação em 09 de maio de 2007.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos da utilização das taxas de depreciação dos bens integrantes do seu ativo imobilizado considerando o prazo de concessão. As taxas de depreciação estão de acordo com as estipuladas pelo poder concedente (ANEEL).

14.5. Informações Financeiras das Investidas

Descrição	2015		2014		2013	
	Valor	Unidade	Valor	Unidade	Valor	Unidade
Ativo						
Ativo Circulante	1.234.567	R\$	1.123.456	R\$	1.012.345	R\$
Ativo Não Circulante	2.345.678	R\$	2.234.567	R\$	2.123.456	R\$
Ativo Total	3.580.245	R\$	3.358.023	R\$	3.135.801	R\$
Passivo						
Passivo Circulante	1.234.567	R\$	1.123.456	R\$	1.012.345	R\$
Passivo Não Circulante	2.345.678	R\$	2.234.567	R\$	2.123.456	R\$
Passivo Total	3.580.245	R\$	3.358.023	R\$	3.135.801	R\$

As investidas foram ressalvadas no relatório de seus auditores independentes por não registrarem em suas Demonstrações Financeiras Intermediárias em 31/12/2015, os efeitos de:

- Ausência de registro da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP (Chapecoense).

Utilização das taxas de depreciação dos bens integrantes do seu ativo imobilizado está de acordo com as estipuladas pelo poder concedente (ANEEL) e não considerando o prazo de concessão (Enercan).

O não reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos (Jaguari).

Por decisão da administração, para o cálculo de equivalência patrimonial a Companhia ajustou as Demonstrações Financeiras Intermediárias das investidas contemplando os efeitos das ressalvas dos Auditores Independentes.

14.6. Movimentação dos investimentos

Descrição	31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	
Investimentos em empresas controladas	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2014	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2015	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2016	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2017	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2018	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2019	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2020	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2021	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2022	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2023	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2024	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2025	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2026	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2027	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2028	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2029	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2030	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2031	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2032	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2033	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2034	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2035	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2036	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2037	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2038	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2039	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2040	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2041	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2042	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2043	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2044	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2045	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2046	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2047	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2048	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2049	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2050	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2051	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2052	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2053	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2054	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2055	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2056	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2057	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2058	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2059	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2060	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2061	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2062	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2063	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2064	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2065	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2066	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2067	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2068	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2069	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2070	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2071	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2072	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2073	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2074	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2075	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2076	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2077	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2078	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2079	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2080	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2081	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2082	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2083	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2084	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2085	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2086	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2087	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2088	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2089	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2090	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2091	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2092	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2093	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2094	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2095	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2096	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2097	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2098	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2099	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Investimentos em empresas controladas - 31/12/2100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

14.7 Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

Descrição	31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	
Participações em empresas controladas	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Participações em empresas controladas - 31/12/2014	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Participações em empresas controladas - 31/12/2015	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Participações em empresas controladas - 31/12/2016	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

14.7.1 Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

Refere-se à participação equivalente a 49.519 ações no Capital Social da Centrais Elétricas S.A. - Eletrosul.

14.7.2 Usina Termelétrica S.A.

Refere-se à participação de 10% na Piratini Energia S.A, sendo esta proprietária da Usina Termelétrica Piratini, localizada no município de Piratini/RS, com capacidade para produzir 10 MW utilizando-se de resíduos de madeira provenientes das indústrias madeireiras da Região.

14.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTABILIZADO		CONTABILIZADO	
	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	12.479	12.479	12.479	12.479
Total	12.479	12.479	12.479	12.479

Os valores de aportes realizados no período de janeiro a dezembro de 2015, na empresa TESB, totaliza o montante de R\$185.479 sendo R\$57.378 relativos aos montantes transferidos a título de Aporte e R\$128.101 referentes à dação em pagamento das NTN's, utilizadas para a quitação do empréstimo contraído pela SPE com o Banco Goldman Sachs.

15. IMOBILIZADO

	CONTABILIZADO				
	31.12.2014	Adições	Baixas	Transferências	31.12.2015
Custo					
Edifícios	781.009	-	224	3.611	784.396
Tenários	16.800	-	-	923	17.723
Edificações	120.401	-	4.513	2.880	118.768
Máquinas e Equipamentos	666.109	-	231.848	162.446	596.707
Veículos	12.944	-	211	1.036	12.769
Móveis e Utensílios	4.411	-	115	55	4.341
	1.601.384	-	(240.873)	169.231	1.531.542
Depreciação					
Edifícios	647.110	11.451	115	-	658.446
Edificações	101.019	2.381	4.401	-	98.999
Máquinas e Equipamentos	561.120	111.543	218.034	-	454.629
Veículos	11.428	102	214	-	11.316
Móveis e Utensílios	3.745	172	115	-	3.802
	(1.330.432)	(26.232)	219.925	-	(1.136.739)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)					
Fora do Escopo da Concessionária	19.090	-	-	-	19.090
Depreciação	18.348	105	-	-	18.453
	742	(135)	-	52	664
Total do Imobilizado em Serviço	271.699	(26.367)	(20.948)	169.231	395.466
Total do Imobilizado em Curso	74.061	114.856	(50.654)	(169.231)	51.032
Total do Ativo Imobilizado	345.760	88.489	(71.602)	-	462.647

	31.12.2014	Adições	Transferências		Deduzidos	31.12.2015
			Exercícios	Transferências		
Custo						
Imagens	40.224		134	3.721		788.414
Terrenos	28.277			907		17.222
Edifícios	220.411		4.543	2.880		113.764
Ativos em Curso	655.173		270.854	160.344	151	591.744
Veículos	12.944		211	1.036	49	13.727
Móveis e Utensílios	4.401		115	85		4.371
	1.603.384		(240.873)	169.231	(201)	1.531.541
Depreciação						
Imagens	647.117	11.187	118			658.422
Edifícios	126.023	13.067	4.455			143.545
Ativos em Curso	161.420	11.141	215.074			137.624
Veículos	12.403	112	244			12.759
Móveis e Utensílios	3.746	72	106			3.924
	(1.330.432)	(26.232)	219.925			(1.136.739)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Ativos em Curso	13.747				41	13.747
Depreciação	13.341	1.135			11	113.487
	747	(135)			52	664
Total do Imobilizado em Serviço	273.699	(26.367)	(20.948)	169.231	(149)	395.466
Total do Imobilizado em Curso	102.237	230.681	(50.654)	(169.231)	82.628	195.671
Total do Ativo Imobilizado	375.946	204.314	(71.602)		82.479	591.137

O Ativo imobilizado da Companhia é composto por Usinas de Geração, bens administrativos, bens não vinculados à Concessão, veículos e móveis e utensílios, inclusive a serviço das concessões de transmissão, mas que não foram considerados no alcance da ICPC 01.

Os ativos administrativos e de apoio em geral são adquiridos prontos em sua maioria e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, portanto, na composição de seu custo histórico os valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento, se existir, são imateriais. Estes ativos da Companhia, que não contribuem diretamente na geração de caixa, estão registrados ao custo de aquisição, que no entendimento da Administração, é a melhor estimativa do seu valor justo.

As taxas de depreciação utilizadas levam em consideração a vida útil econômica dos bens e estão em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL Nº 367, de 02 de junho de 2009, e suas alterações posteriores impostas pela Resolução Normativa Nº 474, de 07 de fevereiro de 2012.

- **Custo Atribuído (Deemed Cost)**

A partir do encerramento do exercício de 2010 a CEEE GT passou a adotar os pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais – IFRS. Para os valores de suas usinas de geração a Companhia optou pela adoção do custo atribuído (*deemed cost*), ajustando os saldos de abertura na data de transição em 1º de janeiro de 2009 para fins de comparação.

Na adoção do custo atribuído foram considerados os valores justos de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador, bem como a vida útil econômica estimada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e aceita pelo mercado como adequada.

- **Renovação do contrato de Concessão 025/2000**

Em referência à matéria que trata da prorrogação das concessões, o Ministério de Minas e Energia, em 01 de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial Nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as

63

1

18. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTABILIZADA		CONTABILIZADA	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
Previdência Aforeta (Folha de Pagamento e Encargos Sociais)	2.599	2.799	2.599	2.799
Previdências com a Folha de Pagamento	999	999	999	999
Previdência da Cidade	49	79	49	79
Total	3.647	3.877	3.647	3.877

O valor de R\$8.593 (R\$8.536 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

19. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONTABILIZADA		CONTABILIZADA	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
Passivo Circulante				
Impostos de I.R. sobre o lucro (Imposto de Renda - I.R.)	0	3	0	3
Contribuição do Imposto Nacional de Seguridade Social - INSS	999	999	999	999
Contribuição do Financiamento da Seguridade Social - COFINS	999	999	999	999
Contribuição do Financiamento da Seguridade Social - PIS/PASEP	999	999	999	999
Imposto de Renda - I.R.	999	999	999	999
Contribuição do Imposto de Renda sobre o Lucro - I.R.	999	999	999	999
Contribuição do Imposto de Renda sobre o Lucro - I.R.	999	999	999	999
Contribuição do Imposto de Renda sobre o Lucro - I.R.	999	999	999	999
Total	3.995	3.995	3.995	3.995
Passivo Não Circulante				
Parcelamento PIS/COFINS - RFB	999	999	999	999
Total	999	999	999	999

19.1. Parcelamento PIS/COFINS - RFB

O valor de R\$881 no passivo circulante e R\$3.447 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto a Receita Federal do Brasil, dos processos administrativos nº 11080-725.321/2011-55 e 11080-725-363/2011-96. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 4.401 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 4(quatro) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento		HISTÓRICO	Saldo
16.10.2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB		4.401
01.10.2015	Atualização até 01.10.2015		199
01.10.2015	Parcelas Pagas até 01.10.2015		1090
	Saldo a Pagar		4.299
CIRCULANTE			900
NÃO CIRCULANTE			3.399
Total			4.299

20. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

20.1. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Controladora

CONTABILIZADO	31/12/2023				31/12/2022			
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS
Moeda Nacional - R\$								
Empréstimos	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL MOEDA NACIONAL	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
Moeda Estrangeira - US\$								
Empréstimos	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTALS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00

CONTABILIZADO	31/12/2023				31/12/2022			
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS
Moeda Nacional - R\$								
Empréstimos	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00

CONTABILIZADO	31/12/2023				31/12/2022			
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS
Moeda Nacional - R\$								
Empréstimos	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL MOEDA NACIONAL	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
Moeda Estrangeira - US\$								
Empréstimos	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTALS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00

CONTABILIZADO	31/12/2023				31/12/2022			
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	OUTRAS
Moeda Nacional - R\$								
Empréstimos	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais / 04 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão

20.2. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Consolidado

Descrição	EMPRESAS					TOTAL		
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS	OUTRAS	RECEBÍVEIS	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	TOTAL
Empréstimos e Financiamentos	4.136	1.475	1.177	12	6.800	4.136	1.475	5.611
Outras Captações	1.387	1.172	2.124	13	4.696	1.387	1.172	2.559
TOTAL MOEDA NACIONAL	5.523					5.523		5.523
Empréstimos e Financiamentos	15	1.234.844	1.177	12	2.438	15	1.234.844	1.234.859
Outras Captações	15	1.234.844	2.124	13	4.696	15	1.234.844	1,234,872
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA								2,559,731
TOTALS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						5.538	1,236,319	2,565,269
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						5.538	1,236,319	2,565,269

Descrição	EMPRESAS					TOTAL		
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS	OUTRAS	RECEBÍVEIS	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	TOTAL
Empréstimos e Financiamentos	15	1.234.844	1.177	12	2.438	15	1.234.844	1,234,859
Outras Captações	15	1.234.844	2.124	13	4.696	15	1.234.844	1,234,872
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES								2,559,731
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						5.538	1,236,319	2,565,269

Descrição	EMPRESAS					TOTAL		
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS	OUTRAS	RECEBÍVEIS	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	TOTAL
Empréstimos e Financiamentos	4.136	1.475	1.177	12	6.800	4.136	1.475	5.611
Outras Captações	1.387	1.172	2.124	13	4.696	1.387	1.172	2.559
TOTAL MOEDA NACIONAL	5.523					5.523		5.523
Empréstimos e Financiamentos	15	1.234.844	1.177	12	2.438	15	1.234.844	1,234,859
Outras Captações	15	1.234.844	2.124	13	4.696	15	1.234.844	1,234,872
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA								2,559,731
TOTALS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						5.538	1,236,319	2,565,269
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						5.538	1,236,319	2,565,269

Descrição	EMPRESAS					TOTAL		
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	RECEBÍVEIS	OUTRAS	RECEBÍVEIS	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	TOTAL
Empréstimos e Financiamentos	15	1.234.844	1.177	12	2.438	15	1.234.844	1,234,859
Outras Captações	15	1.234.844	2.124	13	4.696	15	1.234.844	1,234,872
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES								2,559,731
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						5.538	1,236,319	2,565,269

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais/ 04 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão

20.3. Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC V

Visando obter recursos para investimento, bem como para atender necessidades de caixa para o ano de 2009, a Companhia firmou termo de contrato com o Banco do Estado do Rio Grande do Sul - BANRISUL estruturando o FIDC V, num montante de R\$200.000 com recursos advindos do FI – FGTS. O prazo de duração do contrato foi alterado de 80 meses para 104 meses por meio de decisão em assembleia geral de cotistas do fundo realizada em 20 de outubro de 2014. A liquidação da última parcela está prevista para outubro de 2017.

20.4. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD

Em 28 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2813/OC-BR entre a CEEE-GT e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-GT) no valor de US\$147.760. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$ 88.656, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 18 de fevereiro de 2013, no valor de US\$2.567

Em 21 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1043, entre a CEEE-GT e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$59.104, sendo que a liberação da primeira parcela de desembolso foi recebida em 27 de março de 2013, no valor de US\$20.024.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 28 de dezembro de 2012 e 21 de dezembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos a CEEE-GT deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma. A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Até 31 de dezembro de 2015 foi liberado o valor de US\$12.419 que corresponde à R\$35.651 referente ao BID e US\$41.287 que corresponde à R\$97.345 referente ao AFD.

20.5. BNDES

Em 27 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 12.2.1391.1, entre a CEEE-GT e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT, por meio da ampliação e modernização de 25 subestações, linhas de transmissão e modernização dos Sistemas de Comunicação da CEEE-GT em todo o Estado do Rio Grande do Sul.

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de dezembro de 2015 foi de R\$68.950.

O contrato de empréstimo com o BNDES tem como garantia a Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional – Série B. A cedente (CEEE-GT) cede fiduciariamente em favor do credor (BNDES), os títulos públicos federais, de sua propriedade, em valor equivalente a 130% do valor concedido por meio do Contrato de Financiamento.

20.6. Notas Promissórias Banco ABC S.A

Em outubro de 2014 a CEEE-GT assinou contrato de financiamento na modalidade de notas promissórias com o Banco ABC S.A, com subscrição e integralização de 130 notas promissórias, em série única, no valor nominal unitário de R\$500, perfazendo o valor total de R\$65.000 com vencimento em 360 dias da emissão, remuneradas pela variação da taxa DI mais 1,90% ao ano.

Todo o montante foi liberado em novembro de 2014 para utilização como aporte no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo. Em garantia das notas promissórias, a CEEE-GT cedeu os direitos creditórios de Notas do Tesouro Nacional – Série B – NTN –B de titularidade da emissora em montante suficiente para perfazer 100% do montante total da emissão acrescido da remuneração conforme termos e condições em instrumento particular. Em novembro de 2015 o financiamento foi liquidado.

20.7. Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

Em 25 de junho de 2013 foi emitida a cédula de crédito bancário no valor de R\$120.000, cujo objetivo era financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. - TESB. O montante foi pago em apenas uma parcela em junho de 2015, a remuneração do empréstimo foi de 100% do CDI, acrescido de juros de 2,5% ao ano.

20.8 Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de Longo Prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

	CONTROLE DE PREC		CONSOLIDADO	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
RECEITA DE				
2014		17.761		17.761
2017	11.412	16.985	11.412	16.985
2018	8.128	11.117	8.128	11.117
2019	3.113	7.511	3.113	7.511
Resto 2014	250.534	162.482	250.534	162.482
	262.253	196.751	262.253	196.751

20.9 Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

	CONTROLE DE PREC		CONSOLIDADO	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
MONETÁRIO				
CC-BR-012	14.811%	56,84%	14,801%	56,84%
TJLP	22,501%	29,64%	22,501%	29,64%
CDR*	-	2,101%	-	2,101%
TD	3,171%	11,921%	3,171%	11,921%
	100,001%	100,001%	100,001%	100,001%

*A sigla RGR identifica os contratos financiados com os créditos da Reserva Global de Reversão. Sobre os valores contratados incidem juros de 5% a.a. e taxa de administração.

21. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

A Companhia, através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE, concede aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, este último fechado para novas adesões. Mantém também a obrigação do pagamento de aposentadoria a ex-autôquicos e a obrigação de complementação de aposentadoria a ex-empregados desligados por aposentadoria incentivada – CTP.

A Companhia registra seu passivo atuarial com base em laudos emitidos por atuários independentes, sendo que o passivo referente ao Plano CEEEPREV e Plano Único é composto pelo valor presente da obrigação na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano e considera o contrato de dívida SF Nº 1254/95 firmado junto a Fundação CEEE.

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência a Companhia realiza o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

Notas Explicativas	31.12.2013		31.12.2014		31.12.2015		31.12.2016	
21.1.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP								
Contribuição a pagar aposentado - Incentivada - CTP		10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Contribuição a pagar aposentado - Plano Único	24	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Contribuição a pagar aposentado - CTEEPRE	24	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Total		30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
21.1.2. Planos de Benefícios CTEEPREV								
Contribuição a pagar aposentado - Incentivada - CTP		10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Contribuição a pagar aposentado - Plano Único		10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Contribuição a pagar aposentado - CTEEPRE	24	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Contribuição a pagar aposentado - CTEEPRE	24	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Total		40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
Total		70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000

21.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação ELETROCEEE e que ainda não tenha cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado será definitivamente aposentado pela Fundação. Desta forma, a Companhia, provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a estas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento destes benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

21.2. Planos de Benefícios CTEEPREV

O CTEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

O benefício saldado é um benefício vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CTEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

Os benefícios do CTEEPREV são acessíveis a todos os empregados da categoria CLT da Companhia, onde esta efetua contribuições de forma conjunta com seus empregados. O Plano CTEEPREV é viabilizado também por uma contribuição suplementar de amortização de responsabilidade da patrocinadora do plano, na forma da lei, denominada Reserva a Amortizar.

Em 2014, houve a implantação das alterações regulamentares do plano CTEEPREV, aprovadas pela Portaria nº 213/2014. As alterações contemplaram a recomposição dos Benefícios Saldado e Referencial dos participantes que migraram do Plano Único, atribuindo a estes, o crescimento de 3% ao ano de novembro de 2002 até a data em que o empregado completar as carências para a aposentadoria normal (55 anos de idade e 10 anos de contribuição) ou até a data em que se desvinculou da patrocinadora, o que ocorrer primeiro.

21.3. Plano Único

O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Este plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Por imposição Constitucional, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que "A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador". Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º, da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício, além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que "o resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção quanto às contribuições normais vertidas no exercício em que apurado aquele resultado, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios administrados pela Entidade Fechada de Previdência Complementar", a Companhia, na qualidade de empresa de economia mista patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado.

O déficit do Plano Único não reconhecido referente à premissa da paridade perfaz R\$106.458, sendo que, no entendimento da administração, um resultado atuarial deficitário apurado para efeito de *accounting* (cálculo atuarial da patrocinadora) não acarreta necessariamente impacto real e prático na gestão patrimonial-financeira do Plano, na medida em que a Companhia só será acionada para contribuir no equacionamento do déficit quando o mesmo se apresenta pelas regras do *funding* (cálculo atuarial pelas regras da previdência nacional).

Nessa esteira, considerando que o reconhecimento paritário do déficit atuarial não se encontra pacificado junto a Comissão de Valores Mobiliários - CVM, a administração, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, firmou entendimento de manter o ajuste do passivo do Plano Único na proporção paritária, correspondente a 50% do déficit calculado pelas regras do *accounting*, até que haja um entendimento homogêneo, aguardando eventuais recomendações e/ou modificações do órgão de controle.

21.4. Provisão para Complementação Aposentadoria - Ex Autárquicos - Lei Estadual nº 3.096/56 - EXA

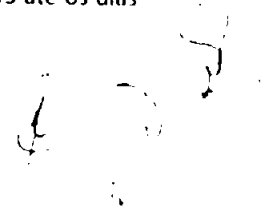
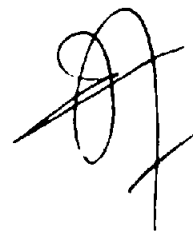
Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia por força da Lei Estadual nº 4.136/61.

Entre as vantagens adquiridas por esses servidores encontra-se o direito de reajuste dos proventos de aposentadoria na proporção de 70% do aumento que os servidores da ativa possuíam. Este percentual é denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual Nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

Assim, essa é uma obrigação não gerenciável pela Companhia, que se deriva da sua constituição originária, sendo um compromisso previdenciário pós-emprego de caráter vitalício e com benefícios definidos, sendo assumido pela Companhia o pagamento integral destes proventos.

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 1,2 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153 2 (Vide nota explicativa nº 10)

No final do exercício de 2014, considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes a 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.



21.5. Premissas utilizadas para o cálculo do passivo e das projeções

As premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas são as requeridas pelos padrões do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) e foram as seguintes:

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Unico	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	7,82% a.a	7,82% a.a	7,82% a.a	7,82% a.a
Taxa de retorno esperado dos ativos investidos	7,82% a.a	7,82% a.a	7,82% a.a	7,82% a.a
Taxa de crescimento da taxa futura de taxa de juros	2,00% a.a	N/A	N/A	2,00% a.a
Expectativa de inflação	6,67% a.a	6,67% a.a	6,67% a.a	6,67% a.a
Paridade de capacidade dos Beneficiários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Paridade de capacidade dos Beneficiários do Plano	99,70%	100,00%	100,00%	99,70%
Tab. de Mortalidade Geral	AT-93 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tab. de Mortalidade dos Invalidos	AT-93 male	N/A	N/A	AT-93 male
Tab. de Entrada em invalidez	Light/Med e	N/A	N/A	Light/Med e
Tab. de Retorno a vida	N/A	N/A	N/A	N/A
Compos. do Plano	→ Fundação CEEE	N/A	N/A	→ Fundação CEEE

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na CVM 695/12. Assim, são consideradas as taxas de juros dos títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) que tenham vencimentos próximos dos prazos dos fluxos futuros esperados das obrigações com os participantes ativos e assistidos da cada plano ou compromisso.

A taxa esperada do retorno dos ativos do plano foi considerada a mesma taxa de desconto atuarial, conforme as novas regras reconhecidas pelo Pronunciamento CPC 33 (R1).



21.6. Resultado da Avaliação Atuarial

A avaliação atuarial dos benefícios pós emprego relativa aos planos e compromissos da Companhia, foi realizada por consultoria atuarial, apresentando os seguintes resultados:

	2015					2014				
	Parc. Único	CTP	EXA	CEEPREV-BD	Total	Parc. Único	CTP	EXA	CEEPREV-BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	2.573.686	(838.642)	(6.182)	(335.749)	(1.157.614)	(2.338.187)
Descontos e juros	22	-	-	1.112	1.134	14	-	-	312	16.116
Variação de taxa	(12.552)	26	3=225	(4.137)	1.132	33.331	-	33.331	(42.423)	277.809
Variação de obrigação atuarial no início do exercício	13.181	27	-	11.123	25.331	24.371	-	-	24.371	136.999
Variação de obrigação atuarial no período	(22.282)	1	(3=22)	(3.014)	(28.298)	37.248	336	(37.248)	(29.333)	149.869
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(908.248)	(1.957)	(272.598)	(1.373.574)	2.616.377	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.686)

	2015					2014				
	Parc. Único	CTP	EXA	CEEPREV-BD	Total	Parc. Único	CTP	EXA	CEEPREV-BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	13.181	27	-	11.123	25.331	24.371	-	-	24.371	136.999
Descontos e juros	(22.282)	1	(3=22)	(3.014)	(28.298)	37.248	336	(37.248)	(29.333)	149.869
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(908.248)	(1.957)	(272.598)	(1.373.574)	2.616.377	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.686)

	2015					2014				
	Parc. Único	CTP	EXA	CEEPREV-BD	Total	Parc. Único	CTP	EXA	CEEPREV-BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	13.181	27	-	11.123	25.331	24.371	-	-	24.371	136.999
Descontos e juros	(22.282)	1	(3=22)	(3.014)	(28.298)	37.248	336	(37.248)	(29.333)	149.869
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(908.248)	(1.957)	(272.598)	(1.373.574)	2.616.377	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.686)

[Handwritten signatures and initials]

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2015							
	Plano Único		CTP		EKA		CEEEPREV-RD	
Despesa com:								
Amortização	18.410	188	71	188	1.144	1.144	1.144	1.144
Provisão de J.S.	18.332	4.241	**	18.332	1.134	1.134	1.134	1.134
Exercício anterior:								
Provisão de J.S. anterior	18.332	1.389	41	1.389	1.134	1.134	1.134	1.134
Amortização anterior	18.410	1.389	41	1.389	1.134	1.134	1.134	1.134
Resultado líquido								
Amortização	188	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389
Provisão de J.S.	188	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/GANHOS SOBRE AS OBRIGAÇÕES AMORADAS	2015			
	Plano Único	CTP	EKA	CEEEPREV-RD
Atenuação de Taxa de Desconto em e sobre o ativo líquido	88.844	188	188.129	188.129
Atenuação de Taxa de Desconto em e sobre o ativo líquido	1.134			1.134
Atenuação de Taxa de Desconto em e sobre o ativo líquido	18.332			18.332
Outros ajustes	18.332			18.332
Total das Perdas/Ganhos sobre as obrigações	53.151	172	(111.260)	(170.959)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2015	
	Plano Único	CEEEPREV-RD
Capital	113	113
Reserva de Impostos sobre Lucros	779	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Reserva de Impostos sobre Renda	113	113
Total em percentuais dos ativos do plano	100,00%	100,00%

22. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CATEGORIAS	2015			
	Plano Único	CTP	EKA	CEEEPREV-RD
Reserva de Impostos sobre Lucros	847			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Reserva de Impostos sobre Renda	1.134			
Total	1.035	1.035	1.035	1.035

22.1. Programa Pesquisa e Desenvolvimento

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o P&D é um programa de investimento, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para as concessionárias de energia elétrica, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resulta na capacitação e desenvolvimento tecnológico.

76 | 7

[Assinatura]

Ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$7.466 referente ao P&D (vide nota explicativa nº 9.1).

Dos valores destinados ao P&D, 40% são aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, 40% são recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, e 20% ao Ministério de Minas e Energia – MME.

23. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

	CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS				CONTINGÊNCIAS CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS			
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010
Provisão para contingências trabalhistas	10.251	65.577	4.551	173.539	1.000	1.000	1.000	1.000
Provisão para contingências cíveis e tributárias	100.000	67.000	67.000	144.000	175.000	60.000	60.000	125.000
Total	110.251	132.577	71.551	317.539	176.000	61.000	61.000	126.000

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, atribuem riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

23.1. Composição dos processos de riscos prováveis

A provisão e contas a pagar reconhecido sobre a parte dos processos cujo risco de perda é considerado provável líquido dos depósitos judiciais correspondentes, estão compostas como segue:

	CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS				CONTINGÊNCIAS CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS			
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010
Provisão para contingências trabalhistas	10.251	65.577	4.551	173.539	1.000	1.000	1.000	1.000
Provisão para contingências cíveis e tributárias	100.000	67.000	67.000	144.000	175.000	60.000	60.000	125.000
Total	110.251	132.577	71.551	317.539	176.000	61.000	61.000	126.000

	CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS				CONTINGÊNCIAS CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS			
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010
Provisão para contingências trabalhistas	10.251	65.577	4.551	173.539	1.000	1.000	1.000	1.000
Provisão para contingências cíveis e tributárias	100.000	67.000	67.000	144.000	175.000	60.000	60.000	125.000
Total	110.251	132.577	71.551	317.539	176.000	61.000	61.000	126.000

23.2. Movimentação da provisão para contingências

	CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS				CONTINGÊNCIAS CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS			
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2010
Provisão para contingências trabalhistas	10.251	65.577	4.551	173.539	1.000	1.000	1.000	1.000
Provisão para contingências cíveis e tributárias	100.000	67.000	67.000	144.000	175.000	60.000	60.000	125.000
Total	110.251	132.577	71.551	317.539	176.000	61.000	61.000	126.000

23.3. Natureza das ações

23.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e os efeitos financeiros das contingências foram determinados com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo. As principais ações ingressadas contra a CEEE GT referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS, correto enquadramento, prêmio assiduidade e outras.

23.3.2. Cível

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão para os valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável, pelos seus assessores jurídicos, em uma análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a danos morais e materiais, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação e revisão de contratos.

23.3.3. Tributárias

Do saldo provisionado de R\$4.561, R\$4.173 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A Companhia busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

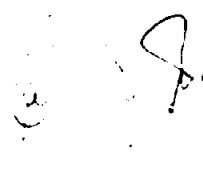
Com relação aos contenciosos cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível, as principais questões são:

23.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$3.899.

23.3.3.2. Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRJ)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$79.352 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98, bem como em relação ao contido na Lei nº 10.833/03, artigo 10º, inciso XI.



24. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	CONTEÚDO 2014		CONTEÚDO 2013	
	31.12.2014	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2013
LIQUÍDANTE				
Compensação Financeira em caso de Rescisão do Contrato	1.992	1.499	1.992	1.499
Despesa com Oligodifusão 2013	12.777	12.554	12.777	12.554
Programa de Rescisão dos Funcionários	-	23	-	23
Adicional de Inatividade ABB	-451	339	-451	339
Adicional de Inatividade Tasevinda	3.000	2.939	3.000	2.939
Alugueres 2013	920	1.000	920	1.000
Outros Devedores	1.343	1.499	1.423	1.392
Total	16.581	16.882	16.662	16.715
NÃO LIQUÍDANTE				
Provisão para Oligodifusão	1.779	1.703	1.779	1.703
Provisão para Inatividade	-	703	-	703
Adicional de Inatividade ABB	-	4.203	-	4.203
Adicional de Inatividade Tasevinda	-	3.000	-	3.000
Compensação Financeira em caso de Rescisão do Contrato	4.200	37.059	4.200	37.059
Total	10.179	46.668	10.179	46.668
Outros Devedores	1.779	3.306	1.779	1.703
Total	11.958	50.000	11.958	48.381

24.1. Acordo Judicial Civil - ABB

A Companhia efetuou acordo judicial civil referente à demanda impetrada pela ABB Ltda. O processo de conciliação foi efetivado em dezembro de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$41.233. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 53 (cinquenta e três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$4.811 (R\$13.057 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
26.12.2011	Acordo Judicial Civil ABB	41.233
31.12.2015	Parcelas pagas até 30.12.2015	(36.422)
	Saldo a Pagar	4.811
LIQUÍDANTE		4.811
Total		4.811

24.2. Acordos Judiciais Reclamatórias Trabalhistas

24.2.1. Sindicato dos Engenheiros do Estado do Rio Grande do Sul - SENGE

A Companhia efetuou acordo judicial referente a reclamatórias trabalhistas impetradas pelo SENGE. O processo de conciliação foi efetivado em abril de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$68.212. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 57 (cinquenta e sete) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.412 (R\$17.053 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
14-04-2011	Acordo RT-SENGE Produtividade	-8.000
14-04-2011	Acordo RT-SENGE Periculosidade	-8.000
	Total do Acordo	-16.000
24-10-2015	Parcelas Pagas até 31-10-2015	16.000
	Saldo a Fazer	8.000
DIFÍCUL-ANTE		8.000
Total		8.000

24.2.2. *Indicador dos Assalariados, Ativos, Aposentados e Pensionistas nas Empresas Geradoras, de Transmissoras, de Distribuidoras, ou afins, de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul e Assistência por contingência de Segurança Privada Utilizadas no Setor Elétrico - ANELRGSII*

A Companhia efetuou acordo judicial relativo à reclamatória trabalhista impetrada pelo SENERGISUL. O processo de conciliação foi efetivado em maio de 2011. O valor da obrigação de responsabilidade da CEEE-GT perfaz R\$32.549. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, sendo as 10 (dez) primeiras no valor de R\$1.006 e as demais no valor de R\$450, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 56 (cinquenta e seis) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.148 (R\$7.196 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
15-05-2011	Acordo Reclamatorias Trabalhistas SENERGISUL	32.549
24-10-2015	Parcelas Pagas até 31-10-2015	-29.401
	Saldo a Fazer	3.148
DIFÍCUL-ANTE		3.148
Total		3.148

24.3. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$41.232 (R\$37.299 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia - MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, por solicitação da Companhia, efetuou a mensuração dos valores devidos e, considerando a avaliação do órgão competente, a provisão foi ajustada aos valores calculados pela CCEE.

24.4. TESB

O valor de R\$16.925 (R\$16.925 em 31 de dezembro de 2014) refere-se quotas integralizadas do capital da TESB. A variação de R\$16.920 refere-se a quotas cedidas pela acionista Zhejiang que serão ressarcidas pela Companhia. Sobre este valor não estão previstas atualizações e o pagamento se dará de acordo com as condições estabelecidas em termo de compromisso a ser firmado entre as partes.

24.5. Parcelamentos ANEEL

A Concessionária efetuou parcelamento junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL referente ao Auto de Infração nº 0083/2015-SFE, cujo montante acordado na data de adesão era de R\$ 1.231, e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 3(três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo:

DATA DO EXERCÍCIO	DESCRIÇÃO	VALOR
31.12.2014	Exercício anterior	1.134
31.12.2015	Exercício anterior	7
31.12.2016	Exercício anterior	13.41
	Saldo a Pagar	14,5
	Total	14,5

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

25.1. Capital Social

O Capital Social é representado por 387.229.828 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 380.669.270 ações ordinárias e 6.560.558 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Companhia no montante de R\$588.447, com a seguinte composição:

	31.12.2014				31.12.2015			
	Ordinárias		Preferenciais		Ordinárias		Preferenciais	
	Quantidade	Valor	Quantidade	Valor	Quantidade	Valor	Quantidade	Valor
CEEE	380.669.270	380.669.270	6.560.558	6.560.558	380.669.270	380.669.270	6.560.558	6.560.558
Capital Social	380.669.270	380.669.270	6.560.558	6.560.558	380.669.270	380.669.270	6.560.558	6.560.558
Reserva Legal	1.134	1.134	7	7	13.41	13.41	14,5	14,5
Reserva de Lucros	1.134	1.134	7	7	13.41	13.41	14,5	14,5
Total	380.669.270	380.669.270	6.560.558	6.560.558	380.669.270	380.669.270	6.560.558	6.560.558

25.2. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 - A da Lei nº 6404/76, no valor de R\$1.153.687 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 e atualizada nos exercícios de 2010 em R\$10.728 e R\$44.889 em 01 de janeiro de 2012 perfazendo total de R\$ 1.209.304.

25.3. Reserva de Lucros

A reserva de lucros é composta da Reserva Legal, Reserva Estatutária e da Reserva de Dividendos não Distribuídos.

25.3.1. Reserva Legal

Pela legislação societária brasileira, a Companhia deve transferir 5% do lucro líquido apurado nos seus livros societários, preparados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, para a reserva legal até que essa reserva seja equivalente a 20% do capital integralizado. A reserva legal pode ser utilizada para aumentar o capital ou para absorver prejuízos, mas não pode ser usada para fins de dividendos. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$13.168 referente ao prejuízo do exercício.

25.3.2. Reserva Estatutária

O estatuto da Companhia determina a destinação de 10% do lucro líquido com a finalidade de expansão das instalações, tendo por limite 10% do Capital Social. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$26.335 referente ao prejuízo do exercício.

25.3.3. Dividendos não Distribuídos

De acordo com a Ata 187 da Assembleia Geral Ordinária, realizada em 27 de abril de 2012, ficou deliberado pelos acionistas que o montante de R\$41.613, referente à proposta de dividendos obrigatórios e R\$32.852

referente à proposta de dividendos remanescentes, a constituição de uma Reserva Especial. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$33.750 referente ao prejuízo do exercício.

25.4. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2013	31/12/2014
Variação do valor justo do ativo financeiro disponível para venda líquida de tributos	(27.098)	(28.364)
Costo atribuído dos Ativos de Geração	54.835	63.929
Perda Atuarial	(254.410)	(201.611)
	(226.673)	(166.046)

26. LUCRO POR AÇÃO

O numerador utilizado para cálculo do lucro básico e diluído foi o lucro líquido após os tributos.

Os saldos compõem-se de:

26.1. Básico

	31/12/2013		31/12/2014	
	Ordinárias	Preferenciais	Ordinárias	Preferenciais
Lucro Líquido do Período	83.508	1.439	83.508	1.439
Derivados Básicos				
Medeiras Húlen	882.669.272	8.960.858	882.669.272	8.960.858
Prejuízo líquido por Ação - R\$	0,72	0,02	0,72	0,02
	31/12/2013		31/12/2014	
	Ordinárias	Preferenciais	Ordinárias	Preferenciais
Prejuízo do Período	273.406	1.747	273.406	1.747
Derivados Básicos				
Medeiras Húlen	882.669.272	8.960.858	882.669.272	8.960.858
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	0,72	0,02	0,72	0,02

26.2. Diluído

	31/12/2013	31/12/2014
Prejuízo para as ações ordinárias	83.508	273.406
Prejuízo para as ações preferenciais	1.439	1.747
	84.947	280.153
Derivados Diluídos		
Ações Ordinárias	882.669.272	882.669.272
Ações Preferenciais	8.960.858	8.960.858
	887.229.828	887.229.828
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	0,22	0,32

27. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos compõem-se de:

	2014 (R\$ MILHÕES)		CONSOLIDADO	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
Receita Bruta				
Contrato de Energia Elétrica	339.071	333.658	339.071	333.658
Disponibilização do Sistema de Transmissão	333.007	262.927	333.007	262.927
Receita de Acesso ao Ar Condicionado	18.016	18.496	18.016	18.496
Energia Elétrica de Curto Prazo	11.734	10.701	11.734	10.701
Receita de Utilização	-	-	111.134	88.146
Outras Receitas	157	4.492	157	4.492
	<u>801.975</u>	<u>629.874</u>	<u>793.785</u>	<u>703.313</u>
Deduções da Receita				
IMPOSTO	400	142	400	142
CFURH	55.193	14.651	55.193	14.651
Quota FIP	5.039	2.973	5.039	2.973
Outros Encargos	10.542	10.826	10.542	10.826
Encargos do Contrato de FID - GME - FIDOT	5.432	5.879	5.432	5.879
Diferenças III	-	-	-	-
Contribuição para o Sistema de Energia Elétrica - CCEE	1.731	5.885	1.731	5.885
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH - CEEAR	30.588	-	30.588	-
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSE	1.364	-	1.364	-
	<u>(103.889)</u>	<u>(42.566)</u>	<u>(103.889)</u>	<u>(42.566)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>698.086</u>	<u>587.308</u>	<u>689.896</u>	<u>660.747</u>

A Companhia passou a efetuar a apropriação das despesas referentes à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSE e à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH na rubrica de deduções da receita operacional, tendo em vista as instruções e orientações do órgão regulador.

27.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$309.071 (R\$333.658 em 31 de dezembro de 2014) refere-se às receitas provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre – CCEALs e pela disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas.

27.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$333.007 (R\$189.173 em 31 de dezembro de 2014) refere-se às receitas derivadas da disponibilização do sistema de Conexão e do Sistema de Transmissão a terceiros.

28. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	2014 (R\$ MILHÕES)		CONSOLIDADO	
	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014
Energia Elétrica de Curto Prazo	11.734	10.701	11.734	10.701
Contrato de Energia Elétrica - Contratos de FID - GME	10.493	276.126	10.493	276.126
Receita de Acesso ao Ar Condicionado	18.016	18.496	18.016	18.496
	<u>40.243</u>	<u>305.323</u>	<u>40.243</u>	<u>305.323</u>

28.1. Energia Elétrica de Curto Prazo

O valor de R\$11.574 (R\$134.126 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia no Mercado de Curto Prazo, sendo este valor impactado diretamente pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e pelos



Fatores de Ajuste do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia os quais variam de acordo com as condições hidrológicas verificadas no país.

28.2. Energia Elétrica Comprada de Terceiros

O valor de R\$55.468 (R\$276.608 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia de terceiros, negociados no Ambiente de Contratação Livre. Os valores estão sensivelmente inferiores em 2015, devido ao fim da necessidade de compra resultante da Lei Nº 12.783/13, a partir da qual a CEEE GT teve usinas com a concessão prorrogada, de forma antecipada, alocando a totalidade de suas garantias físicas na forma de cotas para as distribuidoras, pelo prazo de 30 anos.

28.3. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$48.158 (R\$40.964 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

+

97

1

2

29 CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

29.1. Conto-habore

Os saldos compõem-se de:

DESCRIÇÃO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155	2156	2157	2158	2159	2160	2161	2162	2163	2164	2165	2166	2167	2168	2169	2170	2171	2172	2173	2174	2175	2176	2177	2178	2179	2180	2181	2182	2183	2184	2185	2186	2187	2188	2189	2190	2191	2192	2193	2194	2195	2196	2197	2198	2199	2200	2201	2202	2203	2204	2205	2206	2207	2208	2209	2210	2211	2212	2213	2214	2215	2216	2217	2218	2219	2220	2221	2222	2223	2224	2225	2226	2227	2228	2229	2230	2231	2232	2233	2234	2235	2236	2237	2238	2239	2240	2241	2242	2243	2244	2245	2246	2247	2248	2249	2250	2251	2252	2253	2254	2255	2256	2257	2258	2259	2260	2261	2262	2263	2264	2265	2266	2267	2268	2269	2270	2271	2272	2273	2274	2275	2276	2277	2278	2279	2280	2281	2282	2283	2284	2285	2286	2287	2288	2289	2290	2291	2292	2293	2294	2295	2296	2297	2298	2299	2300	2301	2302	2303	2304	2305	2306	2307	2308	2309	2310	2311	2312	2313	2314	2315	2316	2317	2318	2319	2320	2321	2322	2323	2324	2325	2326	2327	2328	2329	2330	2331	2332	2333	2334	2335	2336	2337	2338	2339	2340	2341	2342	2343	2344	2345	2346	2347	2348	2349	2350	2351	2352	2353	2354	2355	2356	2357	2358	2359	2360	2361	2362	2363	2364	2365	2366	2367	2368	2369	2370	2371	2372	2373	2374	2375	2376	2377	2378	2379	2380	2381	2382	2383	2384	2385	2386	2387	2388	2389	2390	2391	2392	2393	2394	2395	2396	2397	2398	2399	2400	2401	2402	2403	2404	2405	2406	2407	2408	2409	2410	2411	2412	2413	2414	2415	2416	2417	2418	2419	2420	2421	2422	2423	2424	2425	2426	2427	2428	2429	2430	2431	2432	2433	2434	2435	2436	2437	2438	2439	2440	2441	2442	2443	2444	2445	2446	2447	2448	2449	2450	2451	2452	2453	2454	2455	2456	2457	2458	2459	2460	2461	2462	2463	2464	2465	2466	2467	2468	2469	2470	2471	2472	2473	2474	2475	2476	2477	2478	2479	2480	2481	2482	2483	2484	2485	2486	2487	2488	2489	2490	2491	2492	2493	2494	2495	2496	2497	2498	2499	2500	2501	2502	2503	2504	2505	2506	2507	2508	2509	2510	2511	2512	2513	2514	2515	2516	2517	2518	2519	2520	2521	2522	2523	2524	2525	2526	2527	2528	2529	2530	2531	2532	2533	2534	2535	2536	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588	2589	2590	2591	2592	2593	2594	2595	2596	2597	2598	2599	2600	2601	2602	2603	2604	2605	2606	2607	2608	2609	2610	2611	2612	2613	2614	2615	2616	2617	2618	2619	2620	2621	2622	2623	2624	2625	2626	2627	2628	2629	2630	2631	2632	2633	2634	2635	2636	2637	2638	2639	2640	2641	2642	2643	2644	2645	2646	2647	2648	2649	2650	2651	2652	2653	2654	2655	2656	2657	2658	2659	2660	2661	2662	2663	2664	2665	2666	2667	2668	2669	2670	2671	2672	2673	2674	2675	2676	2677	2678	2679	2680	2681	2682	2683	2684	2685	2686	2687	2688	2689	2690	2691	2692	2693	2694	2695	2696	2697	2698	2699	2700	2701	2702	2703	2704	2705	2706	2707	2708	2709	2710	2711	2712	2713	2714	2715	2716	2717	2718	2719	2720	2721	2722	2723	2724	2725	2726	2727	2728	2729	2730	2731	2732	2733	2734	2735	2736	2737	2738	2739	2740	2741	2742	2743	2744	2745	2746	2747	2748	2749	2750	2751	2752	2753	2754	2755	2756	2757	2758	2759	2760	2761	2762	2763	2764	2765	2766	2767	2768	2769	2770	2771	2772	2773	2774	2775	2776	2777	2778	2779	2780	2781	2782	2783	2784	2785	2786	2787	2788	2789	2790	2791	2792	2793	2794	2795	2796	2797	2798	2799	2800	2801	2802	2803	2804	2805	2806	2807	2808	2809	2810	2811	2812	2813	2814	2815	2816	2817	2818	2819	2820	2821	2822	2823	2824	2825	2826	2827	2828	2829	2830	2831	2832	2833	2834	2835	2836	2837	2838	2839	2840	2841	2842	2843	2844	2845	2846	2847	2848	2849	2850	2851	2852	2853	2854	2855	2856	2857	2858	2859	2860	2861	2862	2863	2864	2865	2866	2867	2868	2869	2870	2871	2872	2873	2874	2875	2876	2877	2878	2879	2880	2881	2882	2883	2884	2885	2886	2887	2888	2889	2890	2891	2892	2893	2894	2895	2896	2897	2898	2899	2900	2901	2902	2903	2904	2905	2906	2907	2908	2909	2910	2911	2912	2913	2914	2915	2916	2917	2918	2919	2920	2921	2922	2923	2924	2925	2926	2927	2928	2929	2930	2931	2932	2933	2934	2935	2936	2937	2938	2939	2940	2941	2942	2943	2944	2945	2946	2947	2948	2949	2950	2951	2952	2953	2954	2955	2956	2957	2958	2959	2960	2961	2962	2963	2964	2965	2966	2967	2968	2969	2970	2971	2972	2973	2974	2975	2976	2977	2978	2979	2980	2981	2982	2983	2984	2985	2986	2987	2988	2989	2990	2991	2992	2993	2994	2995	2996	2997	2998	2999	3000	3001	3002	3003	3004	3005	3006	3007	3008	3009	3010	3011	3012	3013	3014	3015	3016	3017	3018	3019	3020	3021	3022	3023	3024	3025	3026	3027	3028	3029	3030	3031	3032	3033	3034	3035	3036	3037	3038	3039	3040	3041	3042	3043	3044	3045	3046	3047	3048	3049	3050	3051	3052	3053	3054	3055	3056	3057	3058	3059	3060	3061	3062	3063	3064	3065	3066	3067	3068	3069	3070	3071	3072	3073	3074	3075	3076	3077	3078	3079	3080	3081	3082	3083	3084	3085	3086	3087	3088	3089	3090	3091	3092	3093	3094	3095	3096	3097	3098	3099	3100	3101	3102	3103	3104	3105	3106	3107	3108	3109	3110	3111	3112	3113	3114	3115	3116	3117	3118	3119	3120	3121	3122	3123	3124	3125	3126	3127	3128	3129	3130	3131	3132	3133	3134	3135	3136	3137	3138	3139	3140	3141	3142	3143	3144	3145	3146	3147	3148	3149	3150	3151	3152	3153	3154	3155	3156	3157	3158	3159	3160	3161	3162	3163	3164	3165	3166	3167	3168	3169	3170	3171	3172	3173	3174	3175	3176	3177	3178	3179	3180	3181	3182	3183	3184	3185	3186	3187	3188	3189	3190	3191	3192	3193	3194	3195	3196	3197	3198	3199	3200	3201	3202	3203	3204	3205	3206	3207	3208	3209	3210	3211	3212	3213	3214	3215	3216	3217	3218	3219	3220	3221	3222	3223	3224	3225	3226	3227	3228	3229	3230	3231	3232	3233	3234	3235	3236	3237	3238	3239	3240	3241	3242	3243	3244	3245	3246	3247	3248	3249	3250	3251	3252	3253	3254	3255	3256	3257	3258	3259	3260	3261	3262	3263	3264	3265	3266	3267	3268	3269	3270	3271	3272	3273	3274	3275	3276	3277	3278	3279	3280	3281	3282	3283	3284	3285	3286	3287	3288	3289	3290	3291	3292	3293	3294	3295	3296	3297	3298	3299	3300	3301	3302	3303	3304	3305	3306	3307	3308	3309	3310	3311	3312	3313	3314	3315	3316	3317	3318	3319	3320	3321	3322	3323	3324	3325	3326	3327	3328	3329	3330	3331	3332	3333	3334	3335	3336	3337	3338	3339	3340	3341	3342	3343	3344	3345	3346	3347	3348	3349	3350	3351	3352	3353	3354	3355	3356	3357	3358	3359	
-----------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	--

35. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado e para os demais, os respectivos valores contábeis, devido a sua natureza de realização, como segue:

Descrição	31/12/2014		31/12/2013	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Caixa e equivalentes de caixa	2.447	2.007	2.447	2.007
Aplicações financeiras de longo prazo	1.127	1.127	1.127	1.127
Empréstimos e financiamentos	1.127	1.127	1.127	1.127
Receivables	1.127	1.127	1.127	1.127
Payables	1.127	1.127	1.127	1.127
Outros ativos	1.127	1.127	1.127	1.127
Outros passivos	1.127	1.127	1.127	1.127
Total	5.155	5.155	5.155	5.155

35.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda nacional junto a instituições financeiras estão compatíveis com o valor de tais operações.

As contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CEEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$123.520.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

35.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

O valor contábil dos ativos financeiros que representam a exposição máxima ao risco do crédito na data das Demonstrações Financeiras foi:

Descrição	31/12/2014		31/12/2013	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Caixa e equivalentes de caixa	2.447	2.007	2.447	2.007
Aplicações financeiras de longo prazo	1.127	1.127	1.127	1.127
Empréstimos e financiamentos	1.127	1.127	1.127	1.127
Receivables	1.127	1.127	1.127	1.127
Payables	1.127	1.127	1.127	1.127
Outros ativos	1.127	1.127	1.127	1.127
Outros passivos	1.127	1.127	1.127	1.127
Total	5.155	5.155	5.155	5.155

Os saldos apresentados em Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras de Longo Prazo referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa – SIAC/BANRISUL bem como as quotas subordinadas do FIDC.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de



investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN – B.

O recebimento da indenização dos empreendimentos da Rede Básica de Novos Investimentos – RBNI, conforme Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1/11/2012 será realizado em trinta (30) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) de 5,59% real ao ano e possui risco considerado baixo uma vez que se trata de um montante a receber do Poder Concedente.

O segmento de Geração da empresa CEEE-GT possui Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs e no Ambiente Livre - CCEALs. As receitas atreladas a estes contratos possuem, como forma de mitigação dos riscos de crédito, mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes, Cartas de Fiança Bancária, Cartas de Fiança Corporativa ou Certificados de Depósito Bancário – CDBs.

A receita proveniente de usinas prorrogadas e que disponibilizam energia na forma de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência tem como garantia de pagamento os Contratos de Constituição de Garantia (CCGs) celebrados entre distribuidora e órgãos reguladores.

No geral a Administração entende que o risco de crédito no qual a Companhia está exposta é baixo, devido as características das contrapartes, as garantias financeiras apresentadas e a diversificação de clientes.

I. Perdas por redução no valor recuperável – (Impairment)

A Companhia mensura pelo custo histórico de aquisição ou construção o seu imobilizado e intangível, deduzido de depreciação e amortização acumulada, respectivamente, e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas.

II. Garantias

A Companhia concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC, sendo que parte do contas a receber é repassada ao Fundo no momento do faturamento, até o limite da parcela mensal.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

IV. Receita de Geração

O segmento de Geração tem uma remuneração chamada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, referente à disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas. Esta variável é reajustada anualmente pela variação do IPCA e revisada a cada cinco anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Outra parcela da remuneração, proveniente dos CCEARS e CCEALs, tem seus preços definidos a partir de leilões regulados ou chamadas/ofertas públicas, cujos contratos apresentam cláusulas de reajuste por índices de inflação como IPCA e IGPM.

A energia não comercializada fica sujeita às variações do preço de mercado, e aquela não vendida em contrato é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado e divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, cujos limites máximos e mínimos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

O segmento de Transmissão tem sua remuneração definida pela ANEEL através da receita permitida e reajustada, conforme cláusulas contratuais ou pelo IGP-M ou pelo IPCA. As receitas, de acordo com o contrato de concessão, devem permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

1.2.2. Risco de Mercado - Ambientes

No Ambiente de Contratação Regulada - ACR o risco de mercado é baixo por envolver agentes de distribuição que compram sua energia em leilões promovidos pelos órgãos reguladores do Setor Elétrico. Essas empresas têm contratos de concessão de longo prazo, portanto mais estáveis.

No Ambiente de Contratação Livre - ACL os agentes negociam a compra e venda em condições livremente acordadas entre as partes, à exceção de empresas estatais, cujos contratos são resultado de ofertas e chamadas públicas. Os contratos no ACL normalmente possuem menor duração se comparados com o ACR, sendo um mercado mais dinâmico, o que pode trazer inconsistências econômicas e contratuais provenientes da concorrência entre as empresas, tornando os agentes, no geral, mais instáveis.

As Cotas de Garantia Física de Energia e Potência são alocadas, através de procedimentos estabelecidos pela ANEEL, às distribuidoras do país, apresentando baixo risco de mercado.

1.2.3. Risco de Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Companhia é afetado pelo fator do risco cambial em virtude do seu endividamento atrelado à moeda estrangeira.

O risco cambial está atrelado aos contratos de Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio.

1. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,90 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do Bacen para 31/03/2016, correspondente ao dólar a R\$4,05. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2015	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	203.712	240.162	300.203	360.243
Passivo Líquido Exposto	203.712	240.162	300.203	360.243
Efeito líquido da Variação Cambial			60.041	120.081

1.2.4. Risco de Liquidez

Risco de liquidez é o risco que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros. A CEEE GT se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos. A gestão das aplicações financeiras tem como foco instrumento de curtíssimo prazo, com liquidez diária.

A tabela demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

Ativo	31 de dezembro de 2015				31 de dezembro de 2014			
	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor
Ativo circulante	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567
Ativo não circulante	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567
Total	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134

15.16 - Composição de Capital

A Companhia visa uma estrutura de capital que seja coerente com o cenário macroeconômico e setorial e que também seja capaz de salvaguardar sua capacidade de continuidade a fim de que se mantenha a confiança do investidor e que seja possível a captação de novos financiamentos para garantir a execução de seus investimentos.

Por meio de uma estrutura de capital saudável é possível equilibrar o saldo de dívidas e de patrimônio e para manter ou ajustar a sua estrutura de capital, a Companhia tem a possibilidade de revisar a sua prática de pagamento de dividendos, de alongar o perfil de sua dívida bem como de alienar os ativos alheios à concessão.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora a sua estrutura de capital por meio do endividamento do patrimônio líquido. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital próprio. A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e de investimentos em títulos do governo. O capital próprio corresponde ao patrimônio líquido.

Ativo	31 de dezembro de 2015				31 de dezembro de 2014			
	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor
Ativo circulante	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567
Ativo não circulante	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567
Total	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134	2.469.134

Do endividamento total de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2015, 9,39% (32,49% em 31 de dezembro de 2014) estão registrados no passivo circulante e 90,61% (67,51% em 31 de dezembro de 2014) no passivo não circulante.

15.17 - Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta da flutuação da taxa de juros e também da variação dos índices atrelados a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da Companhia.

1. Análise de sensibilidade

As operações da Companhia são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. A CEEE-GT desenvolveu a análise de sensibilidade com o objetivo de mensurar o impacto das taxas de juros pós fixadas e de variações monetárias sobre os seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2015. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Descrição	31/12/2015				31/12/2016			
	Base	Possível	Provável	Remoto	Base	Possível	Provável	Remoto
Passivos financeiros	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.234.567
Impacto da variação de 25%		308.642				308.642		
Impacto da variação de 50%		617.283				617.283		
Total	1.234.567	1.543.209	1.234.567	1.234.567	1.234.567	1.543.209	1.234.567	1.234.567

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus instrumentos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS 7.

Sendo assim, a administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela acima.

2

1

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

15.13 - Valor Justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial, são os seguintes:

		31/12/2014 (R\$ mil)	
Ativo Passivo		Contábil	Justo
Ativos financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa	1	18.474	18.474
Aplicações Financeiras (Outros Ativos Financeiros)	2	1.000	1.000
Investimentos e Fidejussórias	3	1.000	1.000
Investimentos em Títulos do GDE no Conto de Resultados e Compensação	4	1.000	1.000
Ativos financeiros totais	5	1.000	1.000
Passivos financeiros			
Empréstimos	6	1.000	1.000
Empréstimos e Fidejussórias e Outras Obrigações	7	1.000	1.000
Passivos financeiros totais	8	1.000	1.000

		31/12/2015 (R\$ mil)	
Ativo Passivo		Contábil	Justo
Ativos financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa	1	18.474	18.474
Aplicações Financeiras (Outros Ativos Financeiros)	2	1.000	1.000
Investimentos e Fidejussórias	3	1.000	1.000
Investimentos em Títulos do GDE no Conto de Resultados e Compensação	4	1.000	1.000
Ativos financeiros totais	5	1.000	1.000
Passivos financeiros			
Empréstimos	6	1.000	1.000
Empréstimos e Fidejussórias e Outras Obrigações	7	1.000	1.000
Passivos financeiros totais	8	1.000	1.000

Assume-se que os instrumentos financeiros que a Companhia possui, exceto na rubrica Empréstimos e Financiamentos, estão registrados com um valor próximo ao seu respectivo valor de mercado, em razão da sua natureza e prazo de realização.

15.14 - Métodos para determinar o valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.

Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).

Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.



11. 12. 13. 14. 15.

1. *Journal of the American Medical Association*, 1997; 278: 1039-1044.


Nível 1 – O valor justo das quotas subordinadas do FIDC, Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata e dos Investimentos em Títulos do Governo foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

Nível 3 – O valor justo do Ativo Financeiro da Concessão foi apurado por meio de técnicas que usam variáveis que tenham efeito significativo no valor justo registrado, mas que não são baseadas em dados observáveis no mercado.

• *1991 Proceedings, International Symposium*

O arranjo institucional estabelecido pelo Poder Concedente procura reduzir o risco hidrológico destes empreendimentos através da definição de uma garantia física e da instituição do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo é um instrumento financeiro de compartilhamento do risco hidrológico entre todos os agentes de geração hidrelétricos, sendo compulsório para todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS.

P.



35.2.2. Riscos Ambientais

O Brasil possui uma das legislações ambientais mais severas do mundo. A legislação brasileira impõe sanções que responsabilizam e exigem um grande esforço das empresas nacionais para o seu atendimento. Os processos de produção envolvidos no setor de geração e transmissão de energia produzem impactos ambientais, muitas vezes significativos, que precisam ser prevenidos e minimizados, sob pena de acarretarem grandes prejuízos ao meio ambiente e conseqüentemente ao agente responsável, independentemente da ação ter sido realizada inadvertidamente. Desta forma, além dos recursos financeiros necessários para a recuperação da área atingida pela degradação ambiental, a empresa responsável poderá ter seus dirigentes envolvidos em processos civis, administrativos e penais.

A recuperação de áreas afetadas ambientalmente normalmente exige recursos expressivos que poderiam ser destinados a novos investimentos voltados exclusivamente para a atividade fim da Companhia.

A questão da sustentabilidade, envolvendo as áreas ambiental, social e financeira, tem levado as empresas a buscarem ferramentas que possibilitem desenvolver suas atividades respeitando estes aspectos e potencializando diretrizes e políticas que viabilizem a integração de seus processos produtivos de forma a atender os interesses da sociedade, respeitando o meio ambiente e propiciando uma constante expansão e crescimento do seu negócio.

36. SEGUROS

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram aqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará na possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial foi contratado junto à TOKIO MARINE BRASIL SEGURADORA S/A, contrato 9947695 foi renovado por mais 12(doze), meses tendo vigência de 11/04/2015 até 11/04/2016. O valor do ativo segurado no segmento Geração é de R\$68.851 e o prêmio é R\$110 e no de Transmissão é de R\$270.224 e o prêmio é R\$420.

37. ASSUNTOS REGULATORIOS

37.1. Reajuste Tarifário - Geração

A Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015, reajustou a Receita Anual de Geração - RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Para estas usinas a RAG homologada é de R\$ 63.335 para o período de 1º de julho de 2015 a 30 de junho de 2016, um aumento de 21% em relação ao período anterior. A essa receita homologada são adicionados os custos incorridos com CFURH, PIS/PASEP e COFINS, os quais são ressarcidos pelas distribuidoras.

37.2. Receita Anual Permitida da Transmissão

3.2.1. Reajuste Tarifário - Transmissão

A Resolução Homologatória nº 1.918 de 23 de junho de 2015 publicada no Diário Oficial da União em 29 de junho do mesmo ano, estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações sob responsabilidade das concessionárias de serviço público de transmissão de energia. Conjuntamente com a Nota Técnica 159/2015 - SGT/ANEEL de 17 de junho de 2015 ajustou a RAP da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT para o ciclo 2015-2016 no montante de R\$287.165, sendo R\$265.237 para o Contrato de Concessão nº055/2001 e R\$21.928 para o Contrato de Concessão nº080/2002. Desconsiderando a Parcela de Ajuste do período, que será descontada durante o ciclo 2015-2016, estes valores representam um acréscimo de 15,74% em relação ao ciclo 2014-2015, resultado do desempenho da Transmissora na execução de seus Reforços e do Reajuste Monetário do período em consonância com o índice estabelecido em cada contrato de concessão.

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE GT

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE GT (a "Companhia" ou a "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 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, bem como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE GT e sua controlada ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2015 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 de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e 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.

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 com ressalva.

Base para opinião com ressalva

Conforme mencionado na Nota 21.6 às demonstrações financeiras, a Companhia através da Fundação CEEE de Seguridade Social - Eletroceee concede aos seus empregados planos de previdência complementar, os quais são denominados CEEEPREV e Plano Único. Este último é um plano de previdência complementar da modalidade de benefício definido, e recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e participante. Em 31 de dezembro de 2015 este plano apresentava déficit atuarial no montante de R\$ 212.913 mil (2014 - R\$ 130.001 mil), calculado com base no método de crédito unitário projetado de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia reconheceu uma provisão para fazer frente ao referido passivo atuarial no montante de R\$ 106.457 mil (2014 - R\$ 65.000 mil), equivalente a 50% do déficit atuarial apurado nesta data ("paridade"). Entendemos que, para fins de

reconhecimento contábil do saldo passivo decorrente de déficit atuarial, este somente poderia ser registrado contabilmente limitado a razão de 50%, nos termos da Lei Complementar no 108/2001, se o saldo do déficit atuarial calculado de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados estivesse equacionado mediante acordo aprovado entre as partes (patrocinadora e participante). Dessa forma, o passivo está apresentado a menor e o patrimônio líquido a maior no montante de R\$ 106.456 mil (2014 – R\$ 65.001 mil) em 31 de dezembro de 2015 e o prejuízo do exercício está apresentado a menor em R\$ 5.714 mil (2014 – R\$ 6.566 mil).

Opinião com ressalva

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e sua controlada em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Ênfase

Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito na Nota 9.5 às demonstrações financeiras, nos termos da Lei nº 12.783/2013, a Companhia obteve um laudo de avaliação que determina que o Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, e que são sujeitos à indenização, montam a R\$ 1.045.354 mil. Conforme também descrito na Nota 9.5, em 4 de fevereiro de 2016, a Companhia recebeu da ANEEL um termo de notificação determinando que os referidos ativos montam R\$ 836.283 mil. O reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia. Desta forma, a Companhia registra, desde 2012, o valor de custo desses ativos, no montante de R\$ 415.022 mil. Nossa opinião não está sendo 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 2015, 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, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RS



DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-GT relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.


PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente


ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor


CÉSAR LUIS BADURATZ

Diretor


LEONARDO HOFF

Diretor


LUIS CARLOS SACILOTTO TADIELLO

Diretor


JÚLIO ELÓI HOFER

Diretor


CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES

Diretor

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento A Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-GT referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, exceto quanto à ressalva apontada, conforme o conteúdo da nota explicativa nº 21.6.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.



PAULO DE TARSO GASPÁR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente



ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor



CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor



LEONARDO HOFF

Diretor



LUIS CARLOS SACIOTO TADIELLO

Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER

Diretor



CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES

Diretor

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, do Valor Adicionado e das Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

O Conselho Fiscal considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa desenvolvido ao longo do exercício, apoiado pela análise da documentação apresentada, pelas informações prestadas pela Administração, pela Divisão Contábil e no Parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, manifesta que endossa a ressalva e a ênfase contidas no Parecer dos Auditores Independentes, e opina que exceto pelos possíveis efeitos decorrentes da ressalva em questão, as Demonstrações Contábeis representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, as posições patrimoniais e financeiras da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT em 31 de dezembro de 2015, entendendo assim que as referidas Demonstrações Financeiras estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

Humberto Brandão Canuso
Presidente do Conselho Fiscal

Pedro Paulo da Cunha
Conselheiro

Leandro Sonne
Conselheiro

Olmiro Cavazzola
Conselheiro

Adriana Furlanetto
Conselheira

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa, a Demonstração do Valor Adicionado e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2015, encerrado em 31 de dezembro de 2015, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

Artur José de Lemos Júnior
Presidente do Conselho de Administração

Paulo de Tarso Pinheiro Machado

Ademir Baretta

Vera Inêz Salgueiro Lermen

Daniel Vargas de Farias

Ivan Jorge Bechara Filho

Sidney do Lago Júnior

Vicente José Rauber

