



**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**  
**REGULATÓRIAS**  
**DEZEMBRO 2018**

**Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017**  
Valores expressos em milhares de reais.



## SUMÁRIO

Relatório de Administração	03
Demonstrações Financeiras	
Balanços Patrimoniais Regulatórios	37
Demonstração dos Resultados Regulatórios	38
Demonstração dos Resultados Abrangentes Regulatórios	38
Demonstração dos Fluxos de Caixa Regulatório	39
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Regulatório	40
Notas Explicativas	
Notas Explicativas Regulatórias	41
Parecer dos Auditores Independentes	70
Parecer do Conselho Fiscal	76

## **SENHORAS E SENHORES ACIONISTAS**

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 2018, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

### **1. CARTA DO PRESIDENTE**

O ano de 2018 foi de muitos desafios para as empresas que atuam no setor elétrico. Para a CEEE Geração e Transmissão, esses desafios têm sido especialmente importantes, pois a empresa tem concentrado esforços para seguir atuando com o compromisso estratégico de melhorar a prestação de serviço e buscar a melhoria dos indicadores técnicos e financeiros, com o objetivo de tornar a empresa eficiente e sustentável.

Nesse período, merece destaque a conclusão de 08 (oito) grandes obras, sendo 03 (três) de transmissão e 05 (cinco) de geração, contribuindo para o desempenho positivo da totalidade dos indicadores técnicos e econômico-financeiro, mantendo esta tendência para o próximo ano.

Entre as ações na área de geração estão a continuidade na automação da Usina Hidrelétrica Passo Real, com previsão de conclusão em 2019. Além de obras de automação das Pequenas Centrais Hidrelétricas Ernestina, Guarita e Capigui, na região norte do Estado. A atualização dos equipamentos de tecnologia analógica por digitais, principalmente nas funções de controle, comando, medição, proteção e regulação, permitirá que estas instalações sejam supervisionadas e telecomandadas de forma remota, otimizando a disponibilidade do sistema e incrementando a vida útil dos equipamentos.

Na área de Transmissão, a ampliação do número de subestações telecomandadas através do Centro de Operação de Instalações (COI) permitiu um total de 35 subestações monitoradas e operadas remotamente, contribuindo para o incremento da disponibilidade do sistema.

Para o ano de 2018, a CEEE-GT comprometeu-se com 05 (cinco) indicadores de desempenho e com a entrega de 15 (quinze) projetos, sendo 07 (sete) obras de Transmissão, 07 (sete) obras de Modernização da Geração e o Desinvestimento do Complexo Eólico Povo Novo. Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos.

Neste relatório, será possível acompanhar, de forma transparente, a evolução desses resultados de 2018, com um resumo das ações que estão levando a Empresa à sua recuperação. Boa leitura!

### **2. PERFIL DA EMPRESA CEEE-GT**

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.

### 3. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2018 está representada no quadro a seguir:

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL						
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		TOTAL	
	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%
CEEE-Par	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92
ELETROBRÁS	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150	0,56
MUNICÍPIOS	34.844	0,36	53.446	32,60	88.290	0,91
OUTROS	504	0,01	1.220	0,74	1.724	0,02
<b>TOTAL</b>	<b>9.516.732</b>	<b>100,00</b>	<b>164.014</b>	<b>100,00</b>	<b>9.680.746</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Itaú Corretora de Valores S.A. - Serviço de Escrituração de Ações

**Notas:**  
 1 - Data base: 31/12/2018  
 2 - 555 Acionistas

### 4. 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.

Dentre as melhores práticas adotadas estão àquelas constantes do regulamento de governança corporativa do nível 1, que compreendem, dentre outras, da publicação do calendário de eventos corporativos da companhia, a ciência dos administradores das boas práticas de governança corporativa através dos termos de anuência e adesão, realização de reunião pública anual com analistas e investidores, política de negociação de valores mobiliários e do uso de informações privilegiadas pelos administradores e o código de conduta estabelecendo os valores e princípios que orientam a Companhia e que devem ser preservados no seu relacionamento com administradores, funcionários, prestadores de serviço e demais pessoas e entidades com as quais a Companhia se relacione.

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

#### 4.1. Organização e Gestão

Em 2018 a CEEE-GT implementou o seu Sistema de Gestão (o SG-GT), buscando a melhoria do desempenho e dos resultados organizacionais dos negócios de Geração e Transmissão. O Sistema visa o atendimento aos requisitos preconizados pelas Normas de Referência NBR ISO 9001:2015, NBR ISO 14001:2015e OHSAS 18001:200, e ainda o estabelecimento de práticas de gestão empresarial integradas. Portanto, para atender à nova Política integrada da Empresa e, conseqüentemente, às normas de referência, o SG-GT estabelece a documentação e métodos necessários para avaliar riscos, padronizar, monitorar, medir e realizar ações de controle e aprendizado nos macroprocessos da Companhia.

#### 4.2. 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 de todos os dirigentes, empregados e partes interessadas, independente da área de atuação e do nível hierárquico ocupados.

Para reforçar a aplicação do Código, o Comitê de Ética, constituído desde o final do ano de 2013 e atualmente em sua segunda gestão (2017/2019), é composto por três membros indicados pela Diretoria e três escolhidos por meio de processo eletivo direto. O Comitê atua em situações de conflitos ou dilemas éticos, avaliando e orientando os dirigentes do Grupo CEEE quanto aos procedimentos a serem adotados.

O Código de Ética está disponível a todos os interessados no *site* [www.ceee.com.br](http://www.ceee.com.br). Para o envio de consultas e denúncias de práticas irregulares ou consideradas ilegais e contrárias aos valores e princípios éticos, os seguintes canais de relacionamento estão disponibilizados, podendo ser acionados por empregados, clientes, fornecedores, investidores e sociedade em geral: endereço de e-mail [comite.ceeed@ceee.com.br](mailto:comite.ceeed@ceee.com.br), telefone 0800-721-2333 (Ouvidoria), diretamente com qualquer membro do Comitê ou por ofício protocolado na Secretaria-Geral da Companhia.

O Comitê de Ética da CEEE-GT realizou 33 reuniões em 2018. Membros do Comitê também integram grupo de trabalho multidisciplinar criado pela Diretoria para revisão do atual Código de Ética.

No exercício de 2018, o Comitê de Ética da CEEE-GT recebeu 10 denúncias e solicitações de orientação. E, em conjunto com o Comitê de Ética da CEEE-D (com quem compõe a CEEE-Par), atuou em mais 14 denúncias e demandas comuns. O procedimento em relação às denúncias ou orientações inclui a análise preliminar, a averiguação de admissibilidade, a designação de relatoria, o encaminhamento da proposição, o retorno ao Comitê e a averiguação da conduta ética.

#### **4.3. MODERNIZAÇÃO TECNOLÓGICA**

A Companhia opera desde dezembro de 2016 com novos sistemas de Gestão Empresarial (ERP) e Comercial (SGC), que integram o Projeto Convex. Ao longo do ano de 2018, novas melhorias e módulos foram colocados em operação.

O sistema que atende ao controle de processos jurídicos (Benner), por exemplo, teve sua integração concluída, com a disponibilização de inúmeras funções que automatizam o fluxo das cobranças judiciais – em 2017 já haviam sido ativadas as ferramentas que permitem o recebimento e tratamento de liminares, consulta de processos judiciais e de partes interessadas.

Em atendimento ao Decreto nº 8.373, de 11 de dezembro de 2014, que institui o Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial) e com adesão obrigatória até 2018, a Companhia realizou as alterações e melhorias necessárias em seu sistema ERP, permitindo o fornecimento de dados ao Ambiente Nacional do eSocial.

Na área de Geração, em 2018 teve continuidade a automação da UHE Passo Real, com previsão de conclusão em 2019. Além disso, foram realizadas as obras de automação das usinas UHE Ernestina, PCH Guarita e PCH Capigui. A atualização dos equipamentos de tecnologia analógica por digitais, principalmente nas funções de controle, comando, medição, proteção e regulação, permitirá que estas instalações sejam supervisionadas e telecomandadas de forma remota, otimizando a disponibilidade do sistema e incrementando a vida útil dos equipamentos.

Na área de Transmissão, houve a ampliação do número de subestações telecomandadas através do Centro de Operação de Instalações (COI). Estruturado em 2016, com o objetivo de unificar a operação remota de todas as subestações da Transmissão, o COI passou a operar em 2017. Inicialmente responsável pelo telecomando de 18 unidades, encerrou 2018 com 35 subestações comandadas remotamente, contribuindo para o incremento da disponibilidade do sistema de Transmissão.

#### **4.4. ACORDO DE RESULTADOS**

Em 2018 a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) firmou o Acordo de Resultados junto ao Governo do Estado do RS, oportunidade em que formalizou os principais compromissos da Empresa com a sociedade. Sua composição abrange três dimensões, assim como nos anos de 2015, 2016 e 2017, sendo:

- a) Indicadores de Desempenho;
- b) Projetos Prioritários para o ano de 2017;

c) Compromissos de Gestão.

Para o ano de 2018 a CEEE-GT comprometeu-se com 05 (cinco) indicadores de desempenho – demonstrados na tabela demonstrada na sequência - e com a entrega de 15 (quinze) projetos, sendo: 07 (sete) obras de Transmissão, 07 (sete) obras de Modernização da Geração e o Desinvestimento do Complexo Eólico Povo Novo. Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos.

Cabe destacar a conclusão de 08 (oito) obras no período, sendo 03 (três) de transmissão e 05 (cinco) de geração, o que contribuiu para o desempenho positivo da totalidade dos indicadores técnicos e econômico-financeiro, mantendo esta tendência para o próximo ano.

Quanto ao Desinvestimento do Complexo Eólico Povo Novo, no ano de 2018 obtivemos grandes evoluções, como a publicação da Lei 15.231/2018, a qual autoriza a CEEE-GT a alienar o Complexo em sua totalidade. O relançamento da Chamada Pública deve ocorrer no ano de 2019.

Indicador	Objetivo do Indicador	Unidade de medida	Polaridade	Meta	Realização 2018
DGH60	Medir a Disponibilidade da Geração Hidrelétrica, sendo considerada a média móvel 60 meses das disponibilidades das usinas.	Pontos percentuais	↑	92,43	93,97
TFM-G	Medir a Disponibilidade da Geração Hidrelétrica, sendo considerada a média móvel 60 meses das disponibilidades das usinas.	Pontos percentuais	↓	7	4,01
QRB	Medir a qualidade da Rede Básica da transmissora.	Pontos percentuais	↓	98,65	99,36
QDIT	Medir a qualidade das demais instalações da transmissora.	Pontos percentuais	↑	98,65	99,21
EBITDA REGULATÓRIO	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	↑	≥0	R\$ 447.696

#### 4.5. 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)	5,53%
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 Chapecó (3)	9,00%
UTE Piratini (3)	0,08%
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%
EOL Ventos dos Índios Energia S/A (3)	10,00%

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

(2) A CEEE-GT tem participação de 5% nos primeiros 10 anos de operação comercial (2001 à 2010), 10% do 11º ao 20º (2011 à 2020) e 15% a partir do 21º ano até o fim da concessão.

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

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

## 5. DESEMPENHO OPERACIONAL

### 5.1. GERAÇÃO

A CEEE-GT possui 15 usinas hidrelétricas, com potência própria instalada de 909,9 MW. Outros 357,37 MW são oriundos de participação em projetos realizados em parcerias público/privada, somando potência total de geração de 1.267,27MW. Este valor representa hoje cerca de 13% da potência total instalada no Rio Grande do Sul. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN) e os clientes da Área de Geração são Distribuidoras, Geradores e Comercializadores. A tabela a seguir demonstra o Parque Gerador da CEEE-GT e suas características físicas.

Parque Gerador - Características Físicas							
Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW Médios) Proporcional	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Integral</b>	<b>909,90</b>	<b>406,67</b>		<b>909,90</b>	<b>406,67</b>		
UHE Governador Leonel de Moura Brizola	180,00	116,90	100%	180,00	116,90	1962	31/12/2042
UHE Passo Real	158,00	66,20	100%	158,00	66,20	1973	31/12/2042
UHE Itaúba	500,00	180,50	100%	500,00	180,50	1978	30/12/2021
PCH Ivaí	0,70	0,45	100%	0,70	0,45	1950	*
UHE Canastra	42,50	24,00	100%	42,50	24,00	1956	31/12/2042
PCH Bugres	11,12	10,00	100%	11,12	10,00	1952	31/12/2042
PCH Herval	1,44	0,29	100%	1,44	0,29	1941	31/12/2042
PCH Passo do Inferno	1,33	0,52	100%	1,33	0,52	1948	31/12/2042
PCH Toca	1,09	0,36	100%	1,09	0,36	1929	*
UHE Ernestina	4,80	3,24	100%	4,80	3,24	1957	31/12/2042
PCH Capigüi	3,76	0,69	100%	3,76	0,69	1933	31/12/2042
PCH Forquilha	1,00	0,95	100%	1,00	0,95	1950	31/12/2042
PCH Guarita	1,76	0,99	100%	1,76	0,99	1953	31/12/2042
PCH Santa Rosa	1,40	0,88	100%	1,40	0,88	1955	31/12/2042
PCH Ijuzinho	1,00	0,70	100%	1,00	0,70	1950	31/12/2042
<b>Compartilhada</b>	<b>3.755,20</b>	<b>1726,49</b>		<b>357,37</b>	<b>156,00</b>		
UHE Machadinho	1.140,00	547,1	5,53%	63,00	26,16	2002	
UHE Dona Francisca	125,00	75,9	10,00%	12,50	7,59	2001	
UHE Campos Novos	880,00	379,7	6,51%	57,30	24,72	2007	
UHE Furnas do Segredo	9,80	5,51	10,50%	1,03	0,58	2005	
UHE Monte Claro	130,00	56,10	30,00%	39,00	16,83	2005	
UHE Castro Alves	130,00	61,80	30,00%	39,00	18,54	2008	
UHE 14 de Julho	100,00	47,50	30,00%	30,00	14,25	2009	
UHE Foz do Chapecó	855,00	427,20	9,00%	77,00	38,45	2010	
UTE Piratini	10,00	0,00	10,00%	1,00	0,00	2003	
EOL Palmares	57,5	18,98	10,00%	5,75	1,90	2010	
EOL Ventos da Lagoa	57,5	19,20	10,00%	5,75	1,92	2012	
EOL Ventos do Litoral	57,5	19,70	10,00%	5,75	1,97	2012	
Ventos do Sul Energia S/A	150,00	47,50	10,00%	15,00	4,75	2006	
Ventos dos Índios Energia S/A	52,90	20,30	10,00%	5,29	2,03	2014	
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>		
<b>Total</b>	<b>4.665,10</b>	<b>2.133,16</b>		<b>1.267,27</b>	<b>562,67</b>		

\*Usina com registro. Sem data de vencimento.

### 5.1.1. Expansão e Modernização da Geração

Tendo como objetivo 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 e Centrais Eólicas, através da qual a companhia pretende expandir em cerca de 90 MW a sua capacidade de geração em um horizonte até 2028 anos. Destacadas abaixo, as principais expectativas de realizações no âmbito da expansão da geração:

Projeto de Usinas - Características Físicas							
Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW Médios) Proporcional	Previsão Operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Integral e Compartilhada</b>	63,989	33,640		63,989	33,640		
PCH Santa Rosa	6,516	3,630	CEEE GT	6,516	3,630	31/12/2022	31/12/2042
PCH Forquilha	10,008	5,630	CEEE GT	10,008	5,630	31/12/2025	31/12/2042
PCH Bugres	24,120	13,000	CEEE GT	24,120	13,000	31/12/2022	31/12/2042
PCH Ernestina	9,585	4,600	CEEE GT	9,585	4,600	31/12/2028	31/12/2042
PCH Guarita	13,760	6,780	CEEE GT	13,760	6,780	31/12/2026	31/12/2042
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	52,500	21,000		52,495	20,998		
EOL Povo Novo	8,400	2,900	CEEE GT e CGE Povo Novo	8,399	2,900	07/04/2020	03/06/2049
EOL Curupira	23,100	9,600	CEEE GT e CGE Curupira	23,098	9,599	29/09/2020	29/05/2049
EOL Fazenda Vera Cruz	21,000	8,500	CEEE GT e CGE Fazenda Vera Cruz	20,998	8,499	21/07/2020	29/05/2049
<b>Total</b>	116,489	54,640		116,484	54,638		

- Encontra-se em estudo de viabilidade a implantação do AHE João Amado, no Rio Guarita, município de Palmeira das Missões/RS, com potência de cerca de 3 MW, em barragem existente no local. Parte dos serviços de campo foi concluída em 2018 sendo previsto a finalização para 2019 bem como a realização do projeto básico. Sua implantação está prevista para o horizonte 2020/2021 ao custo estimado de R\$ 16 milhões de reais.
- A documentação do projeto de ampliação da PCH Santa Rosa foi concluída e deverá ser encaminhada para a EPE para determinação do orçamento de referência e dos valores da garantia física. Findando esta fase estará apta para captação de recursos para implantação e para lançamento de edital de contratação de implantação. A peça orçamentária 2019-2023 prevê esta ampliação para os anos de 2021/22 com um custo estimado de R\$ 44 milhões de reais e uma remuneração adicional de R\$ 7,4 milhões ao ano.

As principais obras de Expansão da Geração que iniciarão ou terão continuidade em 2019 são:

- Em função da mudança do marco regulatório, que resultou na inviabilidade técnica e econômico-financeira da ampliação da UHE BUGRES, pleiteou-se junto a ANEEL a apresentação de novo projeto básico que busque atender todos os requisitos necessários para a continuidade do empreendimento.
- Durante o ano de 2018 foi preparada documentação e lançado edital de Venda de Participação no Complexo Eólico Povo Novo com a premissa de recuperação integral dos investimentos realizados. O processo lançado em 08/2018 não teve interessados. Nova chamada deverá ser lançada no primeiro trimestre de 2019 com as premissas iniciais alteradas para aumentar o interesse da venda.

Demais projetos:

- A modernização da UHE Leonel de Moura Brizola (Jacuí) encontra-se em avaliação da viabilidade das alternativas de reforma e ampliação bem como a recuperação dos conjuntos turbo-geradores. Apresentaram-se na ANEEL, em 12/2018, as características especiais desta obra para demonstrar que, do ponto de vista regulatório, as tarifas previstas em GAG melhoria não atendem as necessidades orçamentárias da obra. A SCG/ANEEL acolheu o argumento de forma a se buscar alternativas para a realização das melhorias necessárias para a usina.

Projeto de Usinas - Evolução Física e Investimento						
Em Base Totais						
Usina - R\$ Mil	Evolução	Investimento	Evolução	Investimento	Evolução	Investimento
	Física em 31/12/2016	Realizado até 31/dez/2016	Física em 31/12/2017	Realizado até 31/dez/2017	Física em 31/12/2018	Realizado até 31/dez/2018
<b>Integral e Compartilhada</b>						
PCH Ijuizinho 2	0%	615.528,28	0%	615.528,28	0%	615.528,28
PCH Santa Rosa	0%	403.911,51	0%	403.911,51	0%	407.100,46
PCH Forquilha	0%	403.911,51	0%	403.911,51	0%	407.133,37
PCH Bugres	0%	254.000,00	0%	554.000,00	0%	693.233,13
PCH Ernestina	0%	225.622,13	0%	4.214.808,55	100%	8.240.422,09
PCH Guarita	0%	403.911,51	0%	403.911,51	100%	3.461.882,70
<b>SPE Proporcional</b>						
EOL Povo Novo	22%		48%	24.867.702,44	48%	25.859.000,00
EOL Curupira	13%		26%	56.464.979,42	26%	58.400.000,00
EOL Fazenda Vera Cruz	26%		41%	63.732.205,03	41%	66.176.000,00

### 5.1.2. Manutenção e Operação da Geração

A ação de Manutenção e Operação da Geração objetiva manter o percentual ótimo de disponibilidade para o fornecimento de energia elétrica. No ano de 2018, a Companhia alcançou o indicador de Disponibilidade de suas usinas de 93,97% para as usinas despachadas centralizadamente, resultado da soma de esforços operacionais e da aplicação de recursos da ordem de R\$ 272,28 milhões (sendo R\$ 53,3 milhões em despesas de capital e R\$ 218,9 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. Para a ação de Manutenção e Operação da Geração será dado continuidade as manutenções das Usinas com vistas a manter a disponibilidade e qualidade da produção de energia.

### 5.1.3. Garantia Física Realizada e Esperada

Garantia Física Realizada e Esperada							
Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Controlada – Integral</b>	<b>3.714,84</b>	<b>3.725,72</b>	<b>3.714,84</b>	<b>3.562,43</b>	<b>3.562,43</b>	<b>3.572,19</b>	<b>3.562,43</b>
UHE Gov. Leonel de Moura Brizola	1.077,48	1.080,43	1.077,48	1.024,04	1.024,04	1.026,85	1.024,04
UHE Passo Real	595,68	597,38	595,68	579,91	579,91	581,50	579,91
UHE Itaúba	1.664,40	1.669,34	1.664,40	1.581,18	1.581,18	1.585,51	1.581,18
PCH Ivaí	3,94	3,95	3,94	3,94	3,94	3,95	3,94
UHE Canastra	210,24	210,91	210,24	210,24	210,24	210,82	210,24
PCH Bugres	87,6	87,89	87,6	87,60	87,60	87,84	87,60
PCH Herval	2,54	2,55	2,54	2,54	2,54	2,55	2,54
PCH Passo do Inferno	4,56	4,57	4,56	4,56	4,56	4,57	4,56
PCH Toca	3,15	3,17	3,15	3,15	3,15	3,16	3,15
UHE Ernestina	28,38	28,49	28,38	28,38	28,38	28,46	28,38
PCH Capigüi	6,04	6,07	6,04	6,04	6,04	6,06	6,04
PCH Forquilha	8,32	8,36	8,32	8,32	8,32	8,34	8,32
PCH Guarita	8,67	8,71	8,67	8,67	8,67	8,70	8,67
PCH Santa Rosa	7,71	7,74	7,71	7,71	7,71	7,73	7,71
PCH Ijuizinho	6,13	6,16	6,13	6,13	6,13	6,15	6,13
<b>Controlada – Compartilhada</b>	<b>281,72</b>	<b>282,49</b>	<b>281,72</b>	<b>317,41</b>	<b>317,41</b>	<b>318,28</b>	<b>317,41</b>
UHE Machadinho (1)	229,16	229,79	229,16	264,85	264,85	265,58	264,85
UHE Dona Francisca (1) (2)	52,56	52,7	52,56	52,56	52,56	52,70	52,56
Não Controlada - Sociedade de	0	0	0	0	0	0	0

Propósito Específico							
<b>Consolidado</b>	<b>3.996,56</b>	<b>4.008,21</b>	<b>3.996,56</b>	<b>3.879,84</b>	<b>3.879,84</b>	<b>3.890,47</b>	<b>3.879,84</b>

#### 5.1.4. Comercialização

Através da Lei Federal nº 12.783/2013 a CEEE-GT prorrogou por 30 anos a concessão de 12 usinas de seu parque gerador. A energia destes empreendimentos, totalizando 225 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de Garantia Física e Potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção destas usinas.

Além dos montantes entregues na forma de Cotas, a CEEE-GT comercializou em 2018, entre contratos de compra e venda, um total de 205 MW médios no Ambiente de Contratação Livre.

Nas contabilizações do Mercado de Curto Prazo (MCP), realizadas junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foram liquidadas sobras energéticas, as quais foram utilizadas como HEDGE para mitigação dos efeitos financeiros associados ao GSF. Neste ponto destaca-se que durante o ano de 2018 as usinas participantes do MRE geraram o equivalente a 84,6% de suas garantias físicas, repercutindo em fatores de ajuste significativamente inferiores a unidade e em custos elevados em razão das exposições geradas pelo Generation Scaling Factor (GSF).

O elevado impacto financeiro associado ao GSF nos últimos anos, bem como a presença de variáveis não associadas ao risco hidrológico e que interferem sobremaneira nesse indicador, levaram diversos agentes a acionar a justiça limitando em 5% os efeitos desta regra. A CEEE-GT ingressou com ação e foi contemplada com liminar, a qual produziu efeitos nas contabilizações de março de 2015 a novembro de 2017. Em janeiro de 2018 houve reversão desta decisão liminar, sendo cobrados os valores anteriormente evitados pela limitação judicial da regra. Após diversas ações administrativas junto a ANEEL e judiciais, a CEEE-GT vem pagando mensalmente o resultado do Mercado de Curto Prazo, adicionados de 5% do saldo devedor associado à queda da liminar judicial.

Em 19 de dezembro de 2016 a CEEE-GT encaminhou carta à ANEEL requerendo a prorrogação da concessão da Usina Hidrelétrica de Itaúba para um período de 30 anos. O Contrato de Concessão nº 25/2000 estabelece o prazo de concessão da referida usina até 30 de dezembro de 2021, sendo a manifestação realizada com um mínimo de 60 meses antes da data final do respectivo contrato em atendimento ao previsto na Lei nº 12.783/2013.

Modelo de Negócio e Condições no ACR			
Usina	Modelo de Negócio em 31 de dez/2018 (energia)	Preço no ACR em 31/DEZ/2018	Data e índice de reajuste no ACR
UHE Governador Leonel de Moura Brizola	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 48.716.137,61	IPCA em 1º/jul
UHE Passo Real	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 42.752.249,87	IPCA em 1º/jul
UHE Canastra	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 10.637.642,00	IPCA em 1º/jul
PCH Bugres	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 3.960.482,05	IPCA em 1º/jul
PCH Herval	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 684.604,50	IPCA em 1º/jul
PCH Passo do Inferno	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 777.829,40	IPCA em 1º/jul
UHE Ernestina	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 2.239.279,37	IPCA em 1º/jul
PCH Capigüi	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 2.087.136,57	IPCA em 1º/jul
PCH Forquilha	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 694.654,86	IPCA em 1º/jul
PCH Guarita	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 1.099.071,04	IPCA em 1º/jul
PCH Santa Rosa	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 858.435,65	IPCA em 1º/jul

PCH Ijuizinho	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 689.666,68	IPCA em 1º/jul
UHEs Itaúba e Dona Francisca, PCHs Toca e Ivaí, Participação Machadinho	100% ACL	Não Aplicável	Não Aplicável

### 5.1.5. Aspectos Regulatórios

No ano de 2017 foi processada a revisão das garantias físicas das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN, nos termos do Decreto nº 2.655/98, cujos resultados foram publicados pela Portaria MME nº 178/2017, com valores válidos a partir de janeiro de 2018. Destaca-se a redução de 5% da garantia física da UHE de Itaúba, passando de 190 MW médios para 180,5 MW médios, e a redução de 2,7% da UHE Dona Francisca, passando de 78 MW médios para 75,9 MW médios.

A Receita Anual de Geração (RAG) das Usinas Hidrelétricas Cotistas passou por revisão em julho de 2018. O processo de reajuste seguiu o regramento estabelecido no PRORET 12.1, homologado pela Resolução Normativa Nº 818, de 19 de Junho de 2018, contemplando importante alteração regulatória ao incluir incremento de receita associada aos investimentos em melhorias necessários para a manutenção da qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas (GAG Melhorias) na RAG. A nova regulamentação pôs fim a necessidade de elaboração e aprovação de plano de investimentos, deixando a gestão das melhorias sob responsabilidade da Concessionária.

### 5.1.6. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade da Geração

#### 5.1.6.1. Produtividade e Qualidade

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

- As Usinas Hidrelétricas 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 2018 atendendo este indicador.
- DGH60: 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 2018, que corresponde à média acumulada nos últimos 5 anos, ficou em 93,97%.
- As PCHs e a UHE Canastra são reguladas por produção de energia. A meta da CEEE-GT é de gerar na média anual 100% da garantia física vigente para cada instalação.

DGH60													Meta
Disponibilidade Média móvel 60 meses, ponderado pela Potência Instalada das Usinas Despachadas Centralizadamente													
	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	
Itaúba	93,01 %	92,92 %	92,84%	92,84 %	92,69 %	92,69 %	92,85 %	92,87 %	92,93 %	93,04 %	92,94 %	92,92 %	92,32 %
Passo Real	96,15 %	96,15 %	96,38%	96,46 %	96,46 %	96,46 %	96,61 %	96,88 %	96,87 %	96,99 %	97,10 %	97,10 %	92,32 %
Jacuí	95,23 %	95,23 %	95,37%	95,52 %	95,52 %	95,29 %	95,43 %	95,39 %	95,09 %	94,75 %	94,39 %	94,11 %	92,83 %
<b>Média no ano</b>	<b>94,08 %</b>	<b>94,02 %</b>	<b>94,05%</b>	<b>94,10 %</b>	<b>94,01 %</b>	<b>93,96 %</b>	<b>94,11 %</b>	<b>94,17 %</b>	<b>94,14 %</b>	<b>94,15 %</b>	<b>94,04 %</b>	<b>93,97 %</b>	<b>92,43 %</b>

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.

## 5.2. TRANSMISSÃO

### 5.2.1. Linhas de Transmissão em Operação – Características Físicas

A área transmissão detém a concessão de linhas de transmissão da Rede Básica, conforme o quadro apresentado a seguir:

Linhas de Transmissão em Operação - Características Físicas						
Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Integral</b>			<b>5.912,17</b>	<b>10.299,25</b>		
LT 138 kV C.INDUSTRIAL /CANOAS 3 RS	CS	138	3,98			01/01/2043
LT 138 kV CANOAS 3 / CACHOEIRINHA 1	CS	138	8,04			01/01/2043
LT 138 kV CANASTRA /TRES CÔROAS RS	CS	138	14,18			01/01/2043
LT 138 kV EREXIM 1 /PASSO FUNDO RS	CS	138	45,66			01/01/2043
LT 138 kV JACUI /CRUZ ALTA 1 RS	CS	138	65,91			01/01/2043
LT 138 kV JACUI / PASSO REAL RS	CD	138	15,8			01/01/2043
LT 138 kV JACUI /SANTA MARIA 1 RS	CS	138	86,97			01/01/2043
LT 138 kV L. VERMELHA 1 /VACARIA RS	CS	138	65,88			01/01/2043
LT 138 kV MASSEY-SPRINGER /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	CS	138	1,03			01/01/2043
LT 138 kV P.LANSUL /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	CS	138	0,06			01/01/2043
LT 138 kV S. LUIZ /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	CS	138	0,09			01/01/2043
LT 138 kV SANTA MARIA 1 /SANTA MARIA 3 RS	CS	138	9,94			01/01/2043
LT 138 kV ALEGRETE / SANTA MARIA 3	CS	138	190,8			01/01/2043
LT 138kV PASSO FUNDO 1/SANTA MARTA	CS	138	11,69			01/01/2043
LT 138kV LAGOA VERMELHA1 / PASSO FUNDO 1	CS	138	83,33			01/01/2043
LT 138 kV SCHARLAU /C.INDUSTRIAL RS C1,C2	CD	138	48,45			01/01/2043
LT 138 kV TAQUARA /CACHOEIRINHA 1 RS	CS	138	42,56			01/01/2043
LT 138 kV TAQUARA /OSORIO 2 RS	CS	138	55,46			01/01/2043
LT 138 kV TRES CÔROAS /TAQUARA RS	CS	138	17,07			01/01/2043
LT 230 kV ALEGRETE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	CS	230	127,8			01/01/2043
LT 230 kV ALEGRETE 2 /MACAMBARA RS	CS	230	82,79			01/01/2043
LT 230 kV ALEGRETE 2 /URUGUAIANA 5 RS	CS	230	127,04			01/01/2043
LT 230 kV ALEGRETE 2 /UTE URUGUAIANA RS	CS	230	129,22			15/11/2053
LT 230 kV URUGUAIANA 5/UTE URUGUAIANA	CS	230	5,12			15/11/2053
LT 230 kV BAGE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	CS	230	151,54			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /CANOAS 2 RS	CS	230	8,31			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /CHARQUEADAS RS	CS	230	49,58			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /GRAVATAI 2 RS C2,C3,C4	CT	230	37,94			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /GUAIBA 2 RS	CS	230	38,22			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /NOVA STA RITA RS C1,C2,C3	CT	230	65,34			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /P.PETROQUIMICO RS	CS	230	23,47			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /PORTO ALEGRE 9 RS	CD	230	14,81			01/01/2043
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /V.AIRES RS	CS	230	99,94			01/01/2043
LT 230 kV CAMAQUA /GUAIBA 2 RS	CS	230	89,55			01/01/2043
LT 230 kV CAMAQUA 3 /PELOTAS 3 RS	CS	230	123,35			01/01/2043
LT 230 kV CAMPO BOM /CAXIAS RS C1,C2	CD	230	119,59			01/01/2043
LT 230 kV CAMPO BOM /GRAVATAI 2 RS C1,C2	CD	230	45,18			01/01/2043
LT 230 kV CANOAS 1 /RL (C.INDUSTRIAL / PORTO ALEGRE 9) RS C1	CS	230	15,82			01/01/2043
LT 230 kV CANOAS 2 /GRAVATAI 2 RS	CS	230	10,7			01/01/2043

Linhas de Transmissão em Operação - Características Físicas						
Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de operação Comercial	Vencimento de Outorga
LT 230 kV CASTERTECH /CAXIAS SUL 6 RS	CS	230	4,23			01/01/2043
LT 230 kV CAXIAS /FARROUPILHA RS	CD	230	42,56			01/01/2043
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 /CASTERTECH RS	CS	230	1,7			01/01/2043
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 /FARROUPILHA RS	CS	230	22,47			01/01/2043
LT 230 kV CAXIAS SUL 6 /CAXIAS RS	CS	230	19,37			01/01/2043
LT 230 kV CHARQUEADAS /SANTA CRUZ 1 RS	CS	230	127,07			01/01/2043
LT 230 kV ELDORADO SUL /RL (CAMAQUA / PORTO ALEGRE 9) RS	CS	230	0,08			01/01/2043
LT 230 kV FARROUPILHA /SCHARLAU 2 RS	CS	230	65,3			01/01/2043
LT 230 kV FIBRAPLAC /OSORIO 2 RS	CS	230	47,23			01/01/2043
LT 230 kV GARIBALDI 1 /FARROUPILHA RS	CS	230	21,23			01/01/2043
LT 230 kV GRAVATAI 2 /GRAVATAI 3 RS	CS	230	26,21			01/01/2043
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 10 RS	CS	230	36,66			01/01/2043
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 6 RS C1,C2	CD	230	58,46			01/01/2043
LT 230 kV GRAVATAÍ 2 / VIAMÃO 3	CS	230	20,48			01/01/2043
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 / VIAMÃO 3	CS	230	8,8			01/01/2043
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 8 RS	CS	230	18,02			01/01/2043
LT 230 kV GRAVATAI 3 /FIBRAPLAC RS	CS	230	24,83			01/01/2043
LT 230 kV CIAG/ GRAVATAI 3 RS	CS	230	11,61			
LT 230 kV GUAIBA 2 /CAMAQUA 3 RS	CS	230	87,81			01/01/2043
LT 230 kV GUAIBA 2 /PORTO ALEGRE 9 RS	CS	230	41,17			01/01/2043
LT 230 kV CELULOSE RIO GRANDENSE/GUAÍBA2	CS	230	6,7			
LT 230 kV GUARITA /SANTA ROSA 1 RS	CS	230	93,05			01/01/2043
LT 230 kV IJUI 2 /SANTO ANGELO 2 RS	CS	230	43,25			01/01/2043
LT 230 kV ITAUBA /NOVA STA RITA RS	CS	230	204,22			01/01/2043
LT 230 kV ITAUBA /P.PETROQUIMIC RS	CS	230	200,98			01/01/2043
LT 230 kV ITAUBA /PASSO REAL RS	CS	230	30,31			01/01/2043
LT 230 kV ITAUBA /SANTA CRUZ 1 RS	CS	230	127,52			01/01/2043
LT 230 kV LAJEADO 2 /NOVA STA RITA RS	CS	230	96,94			01/01/2043
LT 230 kV LAJEADO 2 /PASSO REAL RS	CS	230	141,66			01/01/2043
LT 230 kV MACAMBARA /SAO BORJA 2 RS	CS	230	53,64			01/01/2043
LT 230 kV MISSOES /SAO BORJA 2 RS	CS	230	111,78			01/01/2043
LT 230 kV N. PETROPOLIS 2 /CAXIAS RS	CS	230	22,95			01/01/2043
LT 230 kV P.PETROQUIMIC /NOVA STA RITA RS	CS	230	22,58			01/01/2043
LT 230 kV PASSO FUNDO /GUARITA RS	CS	230	87,12			01/01/2043
LT 230 kV PASSO FUNDO /SANTA MARTA RS	CS	230	95,99			01/01/2043
LT 230 kV PASSO REAL /IJUI 2 RS	CS	230	104			01/01/2043
LT 230 kV PASSO REAL /TAPERA 2 RS	CS	230	58			01/01/2043
LT 230 kV PASSO REAL /V.AIRES RS	CS	230	136,6			01/01/2043
LT 230 kV PELOTAS 3 /QUINTA RS	CS	230	43,68			01/01/2043
LT 230 kV PORTO ALEGRE 10 /PORTO ALEGRE 4 RS	CS	230	3,52			01/01/2043
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 13 RS	CS	230	9,64			01/01/2043
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 4 RS	CS	230	10,26			01/01/2043
LT 230 kV PRE.MEDICI /BAGE 2 RS	CS	230	50,8			01/01/2043
LT 230 kV PRE.MEDICI /CAMAQUA RS	CS	230	196,02			01/01/2043
LT 230 kV PRE.MEDICI /PELOTAS 3 RS	CS	230	127,06			01/01/2043

Linhas de Transmissão em Operação - Características Físicas						
Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de operação Comercial	Vencimento de Outorga
LT 230 kV PRE.MEDICI /QUINTA RS	CS	230	153,08			01/01/2043
LT 230 kV ALEGRETE 2/SÃO VICENTE DO SUL	CS	230	101,94			01/01/2043
LT 230 kV SANTA MARIA 3/SÃO VICENTE DO SUL	CS	230	83,75			02/01/2043
LT 230 kV SANTA MARIA 3 /U.D.FRANCISCA RS	CS	230	66,91			01/01/2043
LT 230 kV SANTA MARTA /TAPERA 2 RS	CS	230	60,5			01/01/2043
LT 230 kV SANTO ANGELO /MISSOES RS	CS	230	64,33			01/01/2043
LT 230 kV SANTO ANGELO /SANTA ROSA 1 RS	CS	230	50,21			01/01/2043
LT 230 kV SANTO ANGELO /SANTO ANGELO 2 RS	CS	230	5,59			01/01/2043
LT 230 kV SCHARLAU 2 /CHARQUEADAS RS	CS	230	67,45			01/01/2043
LT 230 kV TAQUARA /N. PETROPOLIS 2 RS	CS	230	41,74			01/01/2043
LT 230 kV TAQUARA /OSORIO 2 RS	CD	230	56,86			01/01/2043
LT 230 kV U.D.FRANCISCA/ITAUBA RS	CD	230	46,17			01/01/2043
LT 69 kV ALEGRETE 2 /ALEGRETE RS	CS	69	4,55			01/01/2043
LT 69 kV BUGRES /CANASTRA RS	CS	69	7,64			01/01/2043
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /IJUI RS	CS	69	38,15			01/01/2043
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /PANAMBI RS	CS	69	39,6			01/01/2043
LT 69 kV IJUI /SANTO ANGELO RS	CS	69	33,97			01/01/2043
LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 RS	CS	69	0,41			01/01/2043
LT 69 kV LAJEADO 2 /LAJEADO 1 RS	CD	69	7,73			01/01/2043
LT 69 kV SANTA MARTA /CARAZINHO RS	CS	69	41,35			01/01/2043
LT 69 kV SANTO ANGELO 2 /SANTO ANGELO RS	CD	69	12,76			01/01/2043
LT 69 kV SAO JERONIMO /CHARQUEADAS RS	CS	69	12,42			01/01/2043
LT 69 kV TRIUNFO /CHARQUEADAS RS	CS	69	15,04			01/01/2043
LT 69 kV TRIUNFO /SAO JERONIMO RS	CS	69	4,25			01/01/2043
SE ALEGRETE 2		230		166	13/12/1981	01/01/2043
SE BAGE 2		230		200	01/08/1988	01/01/2043
SE BUGRES		69		32,25	16/09/1952	01/01/2043
SE C.INDUSTRIAL		230		400	07/07/1973	01/01/2043
SE CACHOEIRINHA 1		138		92	01/01/1956	01/01/2043
SE CAMAQUA		230		216	03/08/1975	01/01/2043
SE CAMPO BOM		230		349	27/07/1985	01/01/2043
SE CANASTRA		138		85,25	15/12/1956	01/01/2043
SE CANOAS 1		230		50	26/07/1998	01/01/2043
SE CANOAS 2		230		0	17/08/2002	01/01/2043
SE CANOAS 3 <sup>1</sup>		138		0	30/01/2011	01/01/2043
SE CAXIAS <sup>2</sup>		230		0	-	01/01/2043
SE CAXIAS SUL 2		230		207	01/05/1988	01/01/2043
SE CAXIAS SUL 5		230		50	18/07/1998	01/01/2043
SE CRUZ ALTA 1		138		116	01/01/1950	01/01/2043
SE ELDORADO SUL		230		50	28/12/1989	01/01/2043
SE EREXIM 1		138		108	28/06/1973	01/01/2043
SE FARROUPILHA 1		69		37,5	01/10/1967	01/01/2043
SE FIBRAPLAC		230		0	15/06/2003	01/01/2043
SE GARIBALDI 1		230		166	06/08/2000	01/01/2043
SE GRAVATAI 2		230		380	11/09/1982	01/01/2043
SE GRAVATAI 3 <sup>2</sup>		230		0	16/12/2007	01/01/2043
SE GUAIBA 2		230		100	19/10/1997	01/01/2043

Linhas de Transmissão em Operação - Características Físicas						
Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de operação Comercial	Vencimento de Outorga
SE GUARITA		230		274	01/05/1977	01/01/2043
SE IJUI		69		50	01/01/1962	01/01/2043
SE ITAUBA		230		0	19/01/1977	01/01/2043
SE JACUI		138		25	01/10/1967	01/01/2043
SE LAJEADO 2		230		299	26/03/1995	01/01/2043
SE LIVRAMENTO 2		230		100	08/12/1993	01/01/2043
SE MACAMBARA		230		299	04/12/1983	01/01/2043
SE MISSOES <sup>2</sup>		230		0	-	01/01/2043
SE NOVA PRATA 2		230		200	08/11/1992	01/01/2043
SE NOVA STA RITA <sup>2</sup>		230		0	02/04/2006	01/01/2043
SE OSORIO 2		230		303	24/09/1995	01/01/2043
SE P.PETROQUIMIC		230		100	18/01/1982	01/01/2043
SE PANAMBI		230		25	01/01/1970	01/01/2043
SE PASSO REAL		230		300	29/12/1975	01/01/2043
SE PELOTAS 3		230		299	12/01/1986	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 10		230		266	30/08/1984	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 13		230		100	31/01/1972	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 4		230		250	12/08/1974	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 6		230		330,25	24/10/1975	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 8		230		249	08/06/2008	01/01/2043
SE PORTO ALEGRE 9		230		390	20/04/1980	01/01/2043
SE PRE.MEDICI		230		215,5	05/03/1974	01/01/2043
SE QUINTA		230		505	13/01/1976	01/01/2043
SE S.VICENTE SUL		230		158	13/11/1969	01/01/2043
SE SANTA CRUZ 1		230		349	02/12/1962	01/01/2043
SE SANTA MARIA 1		138		98	25/10/1962	01/01/2043
SE SANTA MARIA 3		230		249	20/01/1990	01/01/2043
SE SANTA MARTA		230		328,5	25/01/1962	01/01/2043
SE SANTA ROSA 1		230		299	30/01/1983	01/01/2043
SE SANTO ANGELO 2		230		216	24/09/1992	01/01/2043
SE SAO BORJA 2		230		200	22/11/1987	01/01/2043
SE SCHARLAU		230		235	01/01/1954	01/01/2043
SE TAPERA 2 <sup>2</sup>		230		0	23/03/2005	01/01/2043
SE TAQUARA		230		342	01/09/1970	01/01/2043
SE U.D.FRANCISCA		230		0	21/01/2001	01/01/2043
SE URUGUAIANA 5		230		249	18/12/1983	01/01/2043
SE V.AIRES		230		191	24/10/1975	01/01/2043
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>674,98</b>	<b>1213</b>		
<b>ETAU - EMPRESA TRANSMISSORA DO ALTO URUGUAI S.A.</b>						
LT 230 kV BARRA GRANDE / CAMPOS NOVOS - SC	CS	230	34,63		25/07/2005	18/12/2032
LT 230 kV BARRA GRANDE / LAGOA VERMELHA 2	CS	230	57,89		25/07/2005	18/12/2032
LT 230 kV LAGOA VERMELHA 2 / SANTA MARTA RS	CS	230	95,46		17/04/2005	18/12/2032
SE LAGOA VERMELHA 2		230		300	17/04/2005	16/04/2035
<b>TSLE - TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 500 kV NOVA SANTA RITA / POVO NOVO RS	CS	500	281		13/04/2015	27/08/2042

Linhas de Transmissão em Operação - Características Físicas						
Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de operação Comercial	Vencimento de Outorga
LT 500 kV POVO NOVO / MARMELEIRO RS	CS	500	154		19/12/2014	27/08/2042
LT 500 kV MARMELEIRO / SANTA VITÓRIA DO PALMAR RS	CS	500	52		19/12/2014	27/08/2042
SE POVO NOVO		500		672	19/12/2014	27/08/2042
SE MARMELEIRO		500		0	19/12/2014	27/08/2042
SE SANTA VITÓRIA DO PALMAR		500		75	19/12/2014	27/08/2042
<b>TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 4		230			22/11/2013	19/11/2039
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
SE SANTA MARIA 3		230		166		
<b>Total</b>			<b>6.587,15</b>	<b>11.512,25</b>		
Obs.:						
1 - Compartilhado com a AES-Sul						
2 - Compartilhado com a ELETROSUL						

### 5.2.2. 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.

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
<b>Integral</b>		<b>688.507,98</b>	<b>688.507,98</b>			
LT 138 kV C. INDUSTRIAL / CANOAS 3 RS	100%	76,40	76,40	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV CANOAS 3 / CACHOEIRINHA 1	100%	151,00	151,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV CANASTRA / TRES COROAS RS	100%	204,74	204,74	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV EREXIM 1 / PASSO FUNDO RS	100%	2.482,07	2.482,07	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV JACUI / CRUZ ALTA 1 RS	100%	785,25	785,25	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV JACUI / PASSO REAL RS	100%	405,42	405,42	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV JACUI / SANTA MARIA 1 RS	100%	1.036,19	1.036,19	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV L. VERMELHA 1 / VACARIA RS	100%	2.063,97	2.063,97	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV MASSEY-SPRINGER / RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	74,17	74,17	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV P.LANSUL / RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	7,27	7,27	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV S. LUIZ / RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	6,46	6,46	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV SANTA MARIA 1 / STA MARIA 3 RS	100%	89,88	89,88	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV ALEGRETE / SANTA MARIA 3	100%	2.276,92	2.276,92	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV STA MARTA / L. VERMELHA 1 RS	100%	2.922,94	2.922,94	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV SCHARLAU / C.INDUSTRIAL RS	100%	479,03	479,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV TAQUARA / CACHOEIRINHA 1 RS	100%	533,54	533,54	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV TAQUARA / OSORIO 2 RS	100%	742,36	742,36	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV TRES COROAS / TAQUARA RS	100%	249,06	249,06	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ALEGRETE 2 / LIVRAMENTO 2 RS	100%	10.419,12	10.419,12	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ALEGRETE 2 / MACAMBARA RS	100%	6.727,07	6.727,07	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
LT 230 kV ALEGRETE 2 /URUGUAIANA 5 RS	100%	10.426,03	10.426,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ALEGRETE 2 /UTE URUGUAIANA RS	100%	1.954,79	1.954,79	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV URUGUAIANA 5/UTE URUGUAIANA	100%	48,10	48,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV BAGE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	100%	12.291,14	12.291,14	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL /CANOAS 2 RS	100%	850,03	850,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL /CHARQUEADAS RS	100%	3.809,00	3.809,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL /GRAVATAI 2 RS	100%	3.188,03	3.188,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL /GUAIBA 2 RS	100%	11.459,10	11.459,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL /NOVA STA RITA RS	100%	3.675,02	3.675,02	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL / PETROQUÍMICO RS	100%	2.105,67	2.105,67	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL /P. ALEGRE 9 RS	100%	617,81	617,81	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /V. AIRES RS	100%	1.748,48	1.748,48	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMAQUA /GUAIBA 2 RS	100%	1.577,80	1.577,80	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMAQUA 3 /PELOTAS 3 RS	100%	5.792,40	5.792,40	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMPO BOM /CAXIAS RS	100%	5.932,61	5.932,61	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMPO BOM /GRAVATAI 2 RS	100%	2.340,81	2.340,81	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CANOAS 1 /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	390,44	390,44	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C. INDUSTRIAL /CANOAS 1 RS	100%	390,44	390,44	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CANOAS 2 /GRAVATAI 2 RS	100%	1.082,78	1.082,78	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CASTERTECH /CAXIAS SUL 6 RS	100%	67,95	67,95	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS /FARROUPILHA RS	100%	3.719,99	3.719,99	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 /CASTERTECH RS	100%	40,39	40,39	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 /FARROUPILHA RS	100%	1.094,19	1.094,19	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS SUL 6 /CAXIAS RS	100%	383,26	383,26	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CHARQUEADAS /SANTA CRUZ 1 RS	100%	10.448,46	10.448,46	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ELDOURO SUL /RL (CAMAQUA / PORTO ALEGRE 9) RS	100%	373,37	373,37	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV FARROUPILHA /SCHARLAU RS	100%	2.859,86	2.859,86	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV FIBRAPLAC /OSORIO 2 RS	100%	3.860,98	3.860,98	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GARIBALDI 1 /FARROUPILHA RS	100%	406,57	406,57	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /GRAVATAI 3 RS	100%	1.339,81	1.339,81	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 10 RS	100%	3.683,47	3.683,47	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 6 RS	100%	4.118,00	4.118,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 / VIAMÃO 3	100%	496,56	496,56	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 / VIAMÃO 3	100%	139,53	139,53	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 8 RS	100%	345,20	345,20	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 3 /FIBRAPLAC RS	100%	2.248,61	2.248,61	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUAIBA 2 /CAMAQUA 3 RS	100%	4.367,17	4.367,17	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUAIBA 2 /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	988,50	988,50	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUARITA /SANTA ROSA 1 RS	100%	4.098,73	4.098,73	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV IJUI 2 /SANTO ANGELO 2 RS	100%	3.497,99	3.497,99	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /NOVA STA RITA RS	100%	8.998,70	8.998,70	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
LT 230 kV ITAUBA / P. PETROQUIMICO RS	100%	16.337,29	16.337,29	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /PASSO REAL RS	100%	1.998,29	1.998,29	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /SANTA CRUZ 1 RS	100%	10.569,37	10.569,37	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV LAJEADO 2 /NOVA STA RITA RS	100%	1.675,78	1.675,78	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV LAJEADO 2 /PASSO REAL RS	100%	2.490,48	2.490,48	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV MACAMBARA /SAO BORJA 2 RS	100%	4.345,02	4.345,02	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV MISSOES /SAO BORJA 2 RS	100%	1.950,30	1.950,30	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV N. PETROPOLIS 2 /CAXIAS RS	100%	487,51	487,51	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV P. PETROQUIMICO / NOVA STA RITA RS	100%	1.112,98	1.112,98	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /GUARITA RS	100%	7.065,74	7.065,74	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /SANTA MARTA RS	100%	4.230,95	4.230,95	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /IJUI 2 RS	100%	8.438,51	8.438,51	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /TAPERA 2 RS	100%	1.001,77	1.001,77	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /V. AIRES RS	100%	2.371,41	2.371,41	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PELOTAS 3 /QUINTA RS	100%	3.563,73	3.563,73	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 10 /P. ALEGRE 4 RS	100%	3.137,02	3.137,02	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /P. ALEGRE 13 RS	100%	984,33	984,33	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /P.ALEGRE 4 RS	100%	331,40	331,40	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /BAGE 2 RS	100%	4.133,86	4.133,86	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRES. MEDICI /CAMAQUA RS	100%	3.434,55	3.434,55	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRES. MEDICI /PELOTAS 3 RS	100%	23.576,02	23.576,02	2020	Julho	IGPM
LT 230 kV PRES. MEDICI /QUINTA RS	100%	2.671,80	2.671,80	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV STA MARIA 3 /ALEGRETE 2 RS	100%	15.919,03	15.919,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV STA MARIA 3 / U.D. FRANCISCA RS	100%	4.946,83	4.946,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTA MARTA / TAPERA 2 RS	100%	1.068,72	1.068,72	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO / MISSOES RS	100%	1.115,89	1.115,89	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO / STA ROSA 1 RS	100%	4.117,62	4.117,62	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO / STO ANGELO 2 RS	100%	117,58	117,58	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SCHARLAU / CHARQUEADAS RS	100%	2.971,80	2.971,80	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV TAQUARA / N. PETROPOLIS 2 RS	100%	609,18	609,18	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV TAQUARA / OSORIO 2 RS	100%	988,52	988,52	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV U.D. FRANCISCA / ITAUBA RS	100%	1.371,48	1.371,48	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV ALEGRETE 2 / ALEGRETE RS	100%	290,21	290,21	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV BUGRES / CANASTRA RS	100%	94,04	94,04	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 / IJUI RS	100%	391,31	391,31	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 / PANAMBI RS	100%	401,61	401,61	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV IJUI / SANTO ANGELO RS	100%	350,12	350,12	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV LAJEADO 1 / CERTEL 2 RS	100%	6,29	6,29	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV LAJEADO 2 / LAJEADO 1 RS	100%	438,45	438,45	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SANTA MARTA /CARAZINHO RS	100%	1.140,19	1.140,19	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SANTO ANGELO 2 / STO ANGELO RS	100%	990,53	990,53	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SAO JERONIMO /CHARQUEADAS RS	100%	141,81	141,81	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV TRIUNFO /CHARQUEADAS RS	100%	184,49	184,49	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
LT 69 kV TRIUNFO /SAO JERONIMO RS	100%	60,58	60,58	Não aplicável	Julho	IPCA
SE ALEGRETE 2	100%	8.714,34	8.714,34	Não aplicável	Julho	IPCA
SE BAGE 2	100%	8.461,71	8.461,71	Não aplicável	Julho	IPCA
SE BUGRES	100%	948,30	948,30	Não aplicável	Julho	IPCA
SE C. INDUSTRIAL	100%	15.235,85	15.235,85	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CACHOEIRINHA 1	100%	5.959,28	5.959,28	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAMAQUA	100%	6.660,72	6.660,72	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAMAQUA 3	100%	192,80	192,80	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAMPO BOM	100%	9.863,41	9.863,41	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CANASTRA	100%	1.423,75	1.423,75	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CANOAS 1	100%	9.280,81	9.280,81	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CANOAS 2	100%	923,75	923,75	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CANOAS 3	100%	570,97	570,97	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CASTERTECH	100%	478,83	478,83	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAXIAS	100%	1.693,93	1.693,93	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAXIAS SUL 2	100%	6.884,79	6.884,79	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAXIAS SUL 5	100%	4.022,26	4.022,26	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAXIAS SUL 6	100%	192,80	192,80	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CRUZ ALTA 1	100%	5.480,44	5.480,44	Não aplicável	Julho	IPCA
SE ELDORADO SUL	100%	4.793,47	4.793,47	Não aplicável	Julho	IPCA
SE EREXIM 1	100%	5.138,05	5.138,05	Não aplicável	Julho	IPCA
SE FARROUPILHA 1	100%	2.437,54	2.437,54	Não aplicável	Julho	IPCA
SE FIBRAPLAC	100%	720,02	720,02	Não aplicável	Julho	IPCA
SE GARIBALDI 1	100%	2.293,51	2.293,51	Não aplicável	Julho	IPCA
SE GRAVATAI 2	100%	20.588,19	20.588,19	Não aplicável	Julho	IPCA
SE GRAVATAI 3	100%	775,51	775,51	Não aplicável	Julho	IPCA
SE GUAIBA 2	100%	4.148,10	4.148,10	Não aplicável	Julho	IPCA
SE GUARITA	100%	9.089,37	9.089,37	Não aplicável	Julho	IPCA
SE IJUI	100%	4.353,88	4.353,88	Não aplicável	Julho	IPCA
SE ITAUBA	100%	4.731,18	4.731,18	Não aplicável	Julho	IPCA
SE JACUI	100%	2.602,00	2.602,00	Não aplicável	Julho	IPCA
SE LAJEADO 2	100%	13.181,33	13.181,33	Não aplicável	Julho	IPCA
SE LIVRAMENTO 2	100%	6.826,15	6.826,15	Não aplicável	Julho	IPCA
SE MACAMBARA	100%	8.632,41	8.632,41	Não aplicável	Julho	IPCA
SE MISSOES	100%	174,56	174,56	Não aplicável	Julho	IPCA
SE NOVA PRATA 2	100%	11.209,52	11.209,52	Não aplicável	Julho	IPCA
SE NOVA PETROPOLIS 2	100%	192,80	192,80	Não aplicável	Julho	IPCA
SE NOVA STA RITA	100%	1.739,54	1.739,54	Não aplicável	Julho	IPCA
SE OSORIO 2	100%	12.602,10	12.602,10	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PETROQUÍMICO	100%	4.000,03	4.000,03	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PANAMBI	100%	1.515,13	1.515,13	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PASSO REAL	100%	7.648,01	7.648,01	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
SE PELOTAS 3	100%	8.108,00	8.108,00	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 10	100%	9.329,57	9.329,57	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 13	100%	5.138,95	5.138,95	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 4	100%	10.544,11	10.544,11	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 6	100%	8.630,10	8.630,10	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 8	100%	3.228,75	3.228,75	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 9	100%	7.507,72	7.507,72	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PRES. MEDICI	100%	5.992,59	5.992,59	Não aplicável	Julho	IPCA
SE QUINTA	100%	15.490,67	15.490,67	Não aplicável	Julho	IPCA
SE S. VICENTE SUL	100%	8.931,63	8.931,63	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTA CRUZ 1	100%	6.796,29	6.796,29	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTA MARIA 1	100%	3.872,24	3.872,24	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTA MARIA 3	100%	7.983,61	7.983,61	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTA MARTA	100%	11.709,04	11.709,04	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTA ROSA 1	100%	8.294,10	8.294,10	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTO ANGELO 2	100%	9.137,07	9.137,07	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SAO BORJA 2	100%	6.908,79	6.908,79	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SCHARLAU	100%	10.849,92	10.849,92	Não aplicável	Julho	IPCA
SE TAPERA 2	100%	947,78	947,78	Não aplicável	Julho	IPCA
SE TAQUARA	100%	9.400,31	9.400,31	Não aplicável	Julho	IPCA
SE U.D. FRANCISCA	100%	1.101,06	1.101,06	Não aplicável	Julho	IPCA
SE URUGUAIANA 5	100%	4.840,66	4.840,66	Não aplicável	Julho	IPCA
SE V. AIRES	100%	4.768,86	4.768,86	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		<b>170.281,06</b>	<b>62.249,39</b>			
<b>ETAU - EMPRESA TRANSMISSORA DO ALTO URUGUAI S.A.</b>						
LT 230 kV BARRA GRANDE / CAMPOS NOVOS SC	10%	4.761,88	476,19	2020	Julho	IPCA
LT 230 kV BARRA GRANDE / LAGOA VERMELHA 2 SC/RS	10%	8.166,29	816,63	2020	Julho	IPCA
LT 230 kV LAGOA VERMELHA 2 / SANTA MARTA RS	10%	11.839,84	1.183,98	2020	Julho	IPCA
SE LAGOA VERMELHA 2	10%	18.747,10	1.874,71	2020	Julho	IPCA
SE BARRA GRANDE	10%	2.289,88	228,99	2020	Julho	IPCA
SE SANTA MARTA	10%	2.196,34	219,63	2020	Julho	IPCA
<b>TSLE - TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 525 kV N STA RITA / POVO NOVO RS	49%	29.884,74	14.643,52	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 525 kV P. NOVO / MARMELEIRO RS	49%	17.294,51	8.474,31	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 525 kV MARMELEIRO / SANTA VITÓRIA DO PALMAR RS	49%	5.530,27	2.709,83	Não aplicável	Julho	IPCA
SE POVO NOVO	49%	23.715,44	11.620,57	Não aplicável	Julho	IPCA
SE MARMELEIRO	49%	23.904,53	11.713,22	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTA VITÓRIA DO PALMAR	49%	8.950,60	4.385,79	Não aplicável	Julho	IPCA
SE NOVA SANTA RITA	49%	4.489,93	2.200,07	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 4 RS	20%	7.869,26	1.573,85	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degradação da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
SE PORTO ALEGRE 4	20%	320,23	64,05	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 9	20%	320,23	64,05	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>Total</b>		<b>858.789,04</b>	<b>750.757,37</b>			

A Transmissora executa projetos de ampliação e contratação na Rede Básica, conforme o quadro que segue:

Projetos de Linhas e Subestações - Características Físicas						
Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Integral</b>			<b>124,17</b>	<b>355,00</b>		
SE São Vicente do Sul (Ampliação)		69		25,00		01/01/2043
SE Uruguaiana 5 (Adequação)		230		0,00		01/01/2043
SE Garibaldi 1 (Ampliação)		230		330,00		01/01/2043
LT 230kV GRA2-GRA3-C2 (Adequação)	CS	230	13,5			01/01/2043
SE Erechim (Adequação)		138				01/01/2043
SE Canastra (Adequação)		138				01/01/2043
SE Osório 2 (Adequação)		138				01/01/2043
SE Porto Alegre 6 (Adequação)		69		0		01/01/2043
SE Porto Alegre 10 (Adequação)		13,8		0		01/01/2043
SE Farroupilha (Adequação)		69		0		-
LT 138 kV UJAC-SMA1 (Adequação)	CS	138	86,97			01/01/2043
LT 138 kV CIN - SCH C2 (Adequação)	CS	138	23,7			01/01/2043
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>387,00</b>	<b>1.242,00</b>		
<b>TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.</b>						
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 8 - RS	CS	230	12,00			
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / NOVA SANTA RITA - RS	CS	230	29,00			
LT 230 kV CAMPO BOM / TAQUARA - RS	CS	230	29,00			
LT 230 kV RESTINGA / PORTO ALEGRE 13 - RS	CS	230	13,00			
LT 230 kV RESTINGA / VIAMÃO 3 - RS	CS	230	19,00			
LT 230 kV JARDIM BOTÂNICO FIC / J. BOTÂNICO	CD	230				
SE CANDELÁRIA 2		230		166,00		
SE JARDIM BOTÂNICO		230		166,00		
SE RESTINGA		230		166,00		
SE VIAMÃO 3		230		294,00	18/12/2016	
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 kV SANTO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ	CS	230	205,00			
LT 230 kV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO	CD	230	80,00			
SE PINHALZINHO		230		450,00		
<b>Total</b>			<b>511,17</b>	<b>2.029,00</b>		

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 e Linhas de Transmissão			
COREDE	Subestação	Especificação	Situação
Vale do Rio dos Sinos	LT 138 kV CIN - SCH C2	Adequação	Em andamento
Central	LT 138 kV UJAC-SMA1	Adequação	Em andamento
Serra	SE Garibaldi 1	Ampliação	Em andamento

Hortências	SE Usina Canastra	Adequação	Em andamento
Norte	SE Erechim 1	Ampliação	Em andamento
Litoral	SE Osório 2	Adequação	Em andamento
Fronteira Oeste	SE Uruguaiana 5	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	LT 230 kV Gravataí 2 / Gravataí 3	Adequação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	Porto Alegre 6	Adequação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	Porto Alegre 10	Adequação	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 empresas, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TPAE – Transmissora Portoalegrense de Energia, 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:

**TPAE:** Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 20% e PROCABLE com 80%. O empreendimento de R\$62 milhões consiste da interligação, através da Linha de Transmissão subterrânea em 230 kV, entre a SE Porto Alegre 4 e a SE Porto Alegre 9 ambas de propriedade da CEEE GT.

**TSLE:** Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O empreendimento de R\$709 milhões consiste da conexão dos Parques Eólicos de Santa Vitória do Palmar ao Sistema Interligado Nacional, bem como da interligação de novos Parques Eólicos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT 525kV Nova Santa Rita - Povo Novo; LT 525kV Povo Novo - Marmeleiro; LT 525kV Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar; SE Povo Novo; SE Marmeleiro e SE Santa Vitória do Palmar. Devido a emissão da resolução autorizativa ANEEL nº 4916/2014 foi implantado o segundo Transformador 525/230 kV – 672 MVA na SE Povo Novo, energizado em janeiro de 2018.

**TESB:** Consórcio formado pela CEEE-GT, PROCABLE e INSIGMA, onde a CEEE - GT possui 92,63% de participação. O valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC's) aplicados pela CEEE-GT em 2018 foi de R\$ 58,46 milhões. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT 230 kV Porto Alegre 9 x Porto Alegre 8; LT 230 kV Porto Alegre 9 x Nova Santa Rita; LT 230 kV Campo Bom x Taquara; LT 230 kV Restinga x Viamão 3; LT 230 kV Restinga x Porto Alegre 13; SE Jardim Botânico; SE Viamão 3; SE Restinga; SE Candelária 2. Em novembro de 2014 foi emitida a Resolução Autorizativa nº 4918 para implantação do terceiro Transformador 230/69 kV – 83 MVA na SE Jardim Botânico.

**FOTE:** 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 230 kV Santo Ângelo x Maçambará com conclusão prevista para maio de 2019; SE Santa Maria 3 energizada em maio de 2016. O valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital aplicados em 2018 pela CEEE-GT, foi de R\$ 12,5 milhões.

Projetos de Linhas – Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base	Índice de Correção
<b>Integral</b>		<b>20.459,62</b>	<b>20.459,62</b>			
SE São Vicente do Sul (Ampliação)	100%	937,15	937,15	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Uruguaiana 5 (Adequação)	100%	1.909,63	1.909,63	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Garibaldi 1 (Ampliação)	100%	4.493,77	4.493,77	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230kV GRA2-GRA3-C2 (Adequação)	100%	851,62	851,62	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Erechim	100%	1.392,13	1.392,13	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Canastra	100%	1.346,99	1.346,99	Não aplicável	Julho	IPCA

Projetos de Linhas – Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporcional (R\$ Mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base	Índice de Correção
SE Osório 2	100%	1.223,74	1.223,74	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Porto Alegre 6	100%	591,02	591,02	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Porto Alegre 10	100%	694,69	694,69	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Farroupilha	100%	1.203,00	1.203,00	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV UJAC-SMA1 (Adequação)	100%	2.491,67	2.491,67	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV CIN - SCH C2 (Adequação)	100%	3.324,21	3.324,21	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		<b>46.634,67</b>	<b>38.267,39</b>			
<b>TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.</b>						
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9/PORTO ALEGRE 8 - RS	91%	1.370,03	1.246,73	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9/NOVA SANTA RITA-RS	91%	1.957,94	1.781,73	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMPO BOM / TAQUARA - RS	91%	1.244,67	1.132,65	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV RESTINGA / PORTO ALEGRE 13 - RS	91%	338,72	308,24	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV RESTINGA / VIAMÃO 3 - RS	91%	788,38	717,43	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV JARDIM BOTÂNICO FIC / JARDIM BOTÂNICO	91%	1.568,98	1.427,77	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CANDELÁRIA 2	91%	2.496,54	2.271,85	Não aplicável	Julho	IPCA
SE JARDIM BOTÂNICO	91%	9.491,53	8.637,29	Não aplicável	Julho	IPCA
SE RESTINGA	91%	2.907,07	2.645,43	Não aplicável	Julho	IPCA
SE VIAMÃO 3	91%	3.618,45	3.292,79	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CAMPO BOM	91%	282,21	256,81	Não aplicável	Julho	IPCA
SE NOVA SANTA RITA	91%	282,21	256,81	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 8	91%	282,21	256,81	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 9	91%	564,42	513,62	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 13	91%	421,36	383,44	Não aplicável	Julho	IPCA
SE TAQUARA	91%	282,21	256,81	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 kV SANTO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ	49%	5.523,89	2.706,71	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO	49%	2.421,66	3.065,44	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PINHALZINHO	49%	5.505,04	1.343,88	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTA MARIA 3	49%	3.284,62	3.054,98	Não aplicável	Julho	IPCA
SE MAÇAMBARÁ	49%	792,18	1.822,78	Não aplicável	Julho	IPCA
SE FOZ DO CHAPECÓ	49%	806,89	439,61	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTO ÂNGELO	49%	403,46	447,78	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>Total</b>		<b>67.094,29</b>	<b>58.727,01</b>			

Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimento						
Controladora						
Linha de Transmissão (R\$ Mil)	Evolução Física (dez/2016)	Investimento Realizado (dez/2016)*	Evolução Física (dez/2017)	Investimento Realizado (dez/2017)*	Evolução Física (dez/2018)	Investimento Realizado (dez/2018)*
<b>Integral</b>		<b>12.676,56</b>		<b>74.896,06</b>		<b>74.896,06</b>
SE São Vicente do Sul (Ampliação)	N.A.	N.A.	4,7%	1.778,66	95,7%	1.778,66
SE Uruguaiana 5 (Adequação)	N.A.	N.A.	4,3%	146,14	72,8%	8.206,78
SE Garibaldi 1 (Ampliação)	N.A.	N.A.	36,4%	1.276,34	81,5%	17.074,40
LT 230kV GRA2-GRA3-C2 (Adequação)	N.A.	N.A.	0%	0,00	83,9%	1675,97

Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimento						
Controladora						
Linha de Transmissão (R\$ Mil)	Evolução Física (dez/2016)	Investimento Realizado (dez/2016)*	Evolução Física (dez/2017)	Investimento Realizado (dez/2017)*	Evolução Física (dez/2018)	Investimento Realizado (dez/2018)*
SE Erechim	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	43,9%	2.162,23
SE Canastra	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	36,9%	499,35
SE Osório 2	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33,6%	2661,17
SE Porto Alegre 6	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	48,2%	848,85
SE Porto Alegre 10	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	48,5%	947,83
SE Farroupilha	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	27,5%	203,63
LT 138 kV UJAC-SMA1 (Adequação)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	6,5%	-
LT 138 kV CIN - SCH C2 (Adequação)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	2,0%	-
Sociedade de Propósito Específico						
TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.						
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 8 - RS	N/D	N/D	37,1%	11.170,44	38,0%	N/D
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / NOVA SANTA RITA - RS	N/D	N/D	60,4%	37.429,00	74,0%	N/D
LT 230 kV C. BOM / TAQUARA - RS	N/D	N/D	31,8%	11.902,27	32,0%	N/D
LT 230 kV RESTINGA / PORTO ALEGRE 13 - RS	N/D	N/D	89,6%	N/D	99%	N/D
LT 230 kV RESTINGA / VIAMÃO 3 RS	N/D	N/D	89,6%	N/D	99%	N/D
LT 230 kV JARDIM BOTÂNICO FIC / JARDIM BOTÂNICO	N/D	N/D	70%	N/D	99%	N/D
SE CANDELÁRIA 2	N/D	N/D	46,6%	51.197,81	52,0%	N/D
SE JARDIM BOTÂNICO	N/D	N/D	70%	66.162,25	99%	N/D
SE RESTINGA	N/D	N/D	89,6%	91.190,89	99%	N/D
SE VIAMÃO 3	N/D	N/D	100,0%	79.822,90	100%	N/D
SE CAMPO BOM	N/D	N/D	31,8%	N/D	32%	N/D
SE NOVA SANTA RITA	N/D	N/D	60,4%	N/D	74%	N/D
SE PORTO ALEGRE 8	N/D	N/D	37,1%	N/D	38%	N/D
SE PORTO ALEGRE 9	N/D	N/D	37,1%	N/D	38%	N/D
SE PORTO ALEGRE 13	N/D	N/D	89,6%	N/D	99%	N/D
SE TAQUARA	N/D	N/D	31,8%	N/D	32%	N/D
FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.						
LT 230 kV SANTO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ	N/D	N/D	N/D	132.150,00	ND	70%
LT 230 kV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO	N/D	N/D	N/D		ND	100%
SE PINHALZINHO	N/D	N/D	N/D		ND	100%
SE SANTA MARIA 3	N/D	N/D	N/D		100,0%	100%
SE MAÇAMBARÁ	N/D	N/D	N/D		ND	70%
SE FOZ DO CHAPECÓ	N/D	N/D	N/D		ND	100%
SE SANTO ÂNGELO	N/D	N/D	N/D		ND	70%

\* Investimento realizado apenas dos empreendimentos listados abaixo

### 5.2.3. RAP Esperada

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Controlada - Integral</b>	<b>336.312,72</b>	<b>670.768,43</b>	<b>690.467,65</b>	<b>711.722,38</b>	<b>711.722,38</b>	<b>711.722,38</b>	<b>711.722,38</b>
LT 138 kV ERECHIM 1 / PASSO FUNDO RS	513,34	2.412,67	2.482,07	2.482,07	2.482,07	2.482,07	2.482,07
LT 138 kV JACUI / PASSO REAL RS	170,87	394	405,42	405,42	405,42	405,42	405,42
LT 230 kV ITAUBA / PASSO REAL RS	539,42	2.918,31	1.998,29	1.998,29	1.998,29	1.998,29	1.998,29
LT 230 kV U.D. FRANCISCA/ ITAUBA RS	760,04	1.955,36	1.371,48	1.371,48	1.371,48	1.371,48	1.371,48
LT 138 kV C. INDUST. / CACHOEIRINHA 1 RS	-	-	-	-	-	-	-
LT 138 kV C. INDUSTRIAL / CANOAS 3 RS	71,67	74,25	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4
LT 138 kV CANASTRA / TRES COROAS RS	191,96	198,87	204,74	204,74	204,74	204,74	204,74
LT 138 kV CANOAS 3 / CACHOEIRINHA 1 RS	141,62	146,72	151	151	151	151	151
LT 138 kV JACUI / CRUZ ALTA 1 RS	736,24	762,72	785,25	785,25	785,25	785,25	785,25

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
LT 138 kV JACUI / SANTA MARIA 1 RS	971,52	1.006,47	1.036,19	1.036,19	1.036,19	1.036,19	1.036,19
LT 138 kV L. VERMELHA 1 / VACARIA RS	765,51	3.391,02	2.063,97	2.063,97	2.063,97	2.063,97	2.063,97
LT 138 kV MASSEY-SPRINGER / RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	14,93	66,12	74,17	74,17	74,17	74,17	74,17
LT 138 kV P.LANSUL / RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	1,46	6,48	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27
LT 138 kV S. LUIZ / RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	1,3	5,76	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46
LT 138 kV SANTA MARIA 1 / ALEGRETE RS	2.219,08	-	-	-	-	-	-
LT 138 kV STA MARIA 1 / STA MARIA 3 RS	-	87,3	89,88	89,88	89,88	89,88	89,88
LT 138 kV SANTA MARIA 3 / ALEGRETE RS	-	2.211,60	2.276,92	2.276,92	2.276,92	2.276,92	2.276,92
LT 138 kV STA MARTA / L. VERMELHA 1 RS	1.084,10	4.802,29	2.922,94	2.922,94	2.922,94	2.922,94	2.922,94
LT 138 kV SCHARLAU / C. INDUSTRIAL RS	449,14	465,29	479,03	479,03	479,03	479,03	479,03
LT 138 kV TAQUARA / CACHOEIRINHA 1 RS	476,87	518,26	533,54	533,54	533,54	533,54	533,54
LT 138 kV TAQUARA / OSORIO 2 RS	624,79	721,13	742,36	742,36	742,36	742,36	742,36
LT 138 kV TRES COROAS / TAQUARA RS	210,14	241,94	249,06	249,06	249,06	249,06	249,06
LT 230 kV ALEGRETE 2 / LIVRAMENTO 2 RS	2.097,04	9.289,39	10.419,12	10.419,12	10.419,12	10.419,12	10.419,12
LT 230 kV ALEGRETE 2 / MACAMBARA RS	1.353,95	5.997,66	6.727,07	6.727,07	6.727,07	6.727,07	6.727,07
LT 230 kV ALEGRETE 2 / URUGUAIANA 5 RS	2.078,08	9.205,40	10.426,03	10.426,03	10.426,03	10.426,03	10.426,03
LT 230 kV BAGE 2 / LIVRAMENTO 2 RS	2.473,82	10.958,43	12.291,14	12.291,14	12.291,14	12.291,14	12.291,14
LT 230 kV C. INDUSTRIAL / CANOAS 1 RS	-	-	390,44	390,44	390,44	390,44	390,44
LT 230 kV C. INDUSTRIAL / CANOAS 2 RS	171,08	757,86	850,03	850,03	850,03	850,03	850,03
LT 230 kV C. INDUS. / CHARQUEADAS RS	766,63	3.396,00	3.809,00	3.809,00	3.809,00	3.809,00	3.809,00
LT 230 kV C. INDUS. / GRAVATAI 2 RS	641,65	2.842,36	3.188,03	3.188,03	3.188,03	3.188,03	3.188,03
LT 230 kV C. INDUS. / GUAIBA 2 RS	2.043,10	9.721,13	11.459,10	11.459,10	11.459,10	11.459,10	11.459,10
LT 230 kV C. INDUS. / NOVA STA RITA RS	1.225,13	4.120,52	3.675,02	3.675,02	3.675,02	3.675,02	3.675,02
LT 230 kV C. INDUS. / P. PETROQUIMICO RS	423,81	1.877,36	2.105,67	2.105,67	2.105,67	2.105,67	2.105,67
LT 230 kV C. INDUS. / PORTO ALEGRE 9 RS	458,28	2.030,07	617,81	617,81	617,81	617,81	617,81
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / V. AIRES RS	1.639,35	1.698,32	1.748,48	1.748,48	1.748,48	1.748,48	1.748,48
LT 230 kV CAMAQUA / GUAIBA 2 RS	1.479,32	1.532,54	1.577,80	1.577,80	1.577,80	1.577,80	1.577,80
LT 230 kV CAMAQUA 3 / PELotas 3 RS	1.164,98	5.164,68	5.792,40	5.792,40	5.792,40	5.792,40	5.792,40
LT 230 kV CAMPO BOM / CAXIAS RS	1.964,15	5.372,75	5.932,61	5.932,61	5.932,61	5.932,61	5.932,61
LT 230 kV CAMPO BOM / GRAVATAI 2 RS	787,02	2.121,21	2.340,81	2.340,81	2.340,81	2.340,81	2.340,81
LT 230 kV CANOAS 1 / PORTO ALEGRE 9 RS	-	-	390,44	390,44	390,44	390,44	390,44
LT 230 kV CANOAS 1 / RL (C. INDUSTRIAL / PORTO ALEGRE 9) RS	22,95	101,66	-	-	-	-	-
LT 230 kV CANOAS 2 / GRAVATAI 2 RS	217,93	965,37	1.082,78	1.082,78	1.082,78	1.082,78	1.082,78
LT 230 kV CASTERTECH / CAXIAS SUL 6 RS	61,96	66	67,95	67,95	67,95	67,95	67,95
LT 230 kV CAXIAS / FARROUPILHA RS	748,72	3.316,64	3.719,99	3.719,99	3.719,99	3.719,99	3.719,99
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 / CASTERTECH RS	36,12	39,23	40,39	40,39	40,39	40,39	40,39
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 / FARROUPILHA RS	405,82	1.797,71	1.094,19	1.094,19	1.094,19	1.094,19	1.094,19
LT 230 kV CAXIAS SUL 6 / CAXIAS RS	359,34	372,27	383,26	383,26	383,26	383,26	383,26
LT 230 kV CHARQUEADAS / STA CRUZ 1 RS	1.999,62	9.356,96	10.448,46	10.448,46	10.448,46	10.448,46	10.448,46
LT 230 kV ELDORADO SUL / P. ALEGRE 9 RS	-	-	373,37	373,37	373,37	373,37	373,37
LT 230 kV ELDORADO SUL / RL (CAMAQUA / PORTO ALEGRE 9) RS	1,49	6,59	-	-	-	-	-
LT 230 kV FARROUPILHA / SCHARLAU RS	1.060,70	4.698,64	2.859,86	2.859,86	2.859,86	2.859,86	2.859,86
LT 230 kV FIBRAPLAC / OSORIO 2 RS	777,09	3.442,34	3.860,98	3.860,98	3.860,98	3.860,98	3.860,98
LT 230 kV GARIBALDI 1 / FARROUPILHA RS	381,19	394,9	406,57	406,57	406,57	406,57	406,57
LT 230 kV GRAVATAI 2 / GRAVATAI 3 RS	269,66	1.194,54	1.339,81	2.215,75	2.215,75	2.215,75	2.215,75
LT 230 kV GRAVATAI 2 / P. ALEGRE 10 RS	741,37	3.284,08	3.683,47	3.683,47	3.683,47	3.683,47	3.683,47
LT 230 kV GRAVATAI 2 / P. ALEGRE 6 RS	1.424,16	4.288,24	4.118,00	4.118,00	4.118,00	4.118,00	4.118,00
LT 230 kV GRAVATAI 2 / P. ALEGRE 8 RS	323,65	335,3	345,2	345,2	345,2	345,2	345,2
LT 230 kV GRAVATAI 2 / VIAMAO 3 RS	-	-	496,56	496,56	496,56	496,56	496,56

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
LT 230 kV GRAVATAI 3 / FIBRAPLAC RS	452,57	2.004,80	2.248,61	2.248,61	2.248,61	2.248,61	2.248,61
LT 230 kV GUAIBA 2 / CAMAQUA 3 RS	878,12	3.893,99	4.367,17	4.367,17	4.367,17	4.367,17	4.367,17
LT 230 kV GUAIBA 2 / ELDORADO SUL RS	-	-	988,5	988,5	988,5	988,5	988,5
LT 230 kV GUAIBA 2 / PORTO ALEGRE 9 RS	663,82	687,69	-	-	-	-	-
LT 230 kV GUARITA / SANTA ROSA 1 RS	1.520,19	6.734,07	4.098,73	4.098,73	4.098,73	4.098,73	4.098,73
LT 230 kV IJUI 2 / SANTO ANGELO 2 RS	702,88	3.113,60	3.497,99	3.497,99	3.497,99	3.497,99	3.497,99
LT 230 kV ITAUBA / NOVA STA RITA RS	3.337,55	14.784,53	8.998,70	8.998,70	8.998,70	8.998,70	8.998,70
LT 230 kV ITAUBA / P. PETROQUIMICO RS	3.288,18	14.565,86	16.337,29	16.337,29	16.337,29	16.337,29	16.337,29
LT 230 kV ITAUBA / SANTA CRUZ 1 RS	2.127,28	9.423,35	10.569,37	10.569,37	10.569,37	10.569,37	10.569,37
LT 230 kV LAJEADO 2 / NOVA STA RITA RS	1.571,19	1.627,71	1.675,78	1.675,78	1.675,78	1.675,78	1.675,78
LT 230 kV LAJEADO 2 / PASSO REAL RS	2.335,04	2.419,04	2.490,48	2.490,48	2.490,48	2.490,48	2.490,48
LT 230 kV MACAMBARA / SAO BORJA 2 RS	874,52	3.873,90	4.345,02	4.345,02	4.345,02	4.345,02	4.345,02
LT 230 kV MISSOES / SAO BORJA 2 RS	1.828,57	1.894,35	1.950,30	1.950,30	1.950,30	1.950,30	1.950,30
LT 230 kV N. PETROPOLIS 2 /CAXIAS RS	457,08	473,52	487,51	487,51	487,51	487,51	487,51
LT 230 kV P. PETROQUI. / N. STA RITA RS	224,01	992,3	1.112,98	1.112,98	1.112,98	1.112,98	1.112,98
LT 230 kV PASSO FUNDO /GUARITA RS	1.422,11	6.299,61	7.065,74	7.065,74	7.065,74	7.065,74	7.065,74
LT 230 kV PASSO FUNDO /STA MARTA RS	1.569,23	6.951,29	4.230,95	4.230,95	4.230,95	4.230,95	4.230,95
LT 230 kV PASSO REAL /IJUI 2 RS	1.698,03	7.521,88	8.438,51	8.438,51	8.438,51	8.438,51	8.438,51
LT 230 kV PASSO REAL /TAPERA 2 RS	939,25	973,03	1.001,77	1.001,77	1.001,77	1.001,77	1.001,77
LT 230 kV PASSO REAL / V. AIRES RS	2.223,40	2.303,38	2.371,41	2.371,41	2.371,41	2.371,41	2.371,41
LT 230 kV PELOTAS 3 /QUINTA RS	717,27	3.177,32	3.563,73	3.563,73	3.563,73	3.563,73	3.563,73
LT 230 kV P. ALEGRE 10 /P. ALEGRE 4 RS	631,38	2.796,88	3.137,02	3.137,02	3.137,02	3.137,02	3.137,02
LT 230 kV P. ALEGRE 6 /P. ALEGRE 13 RS	198,11	877,6	984,33	984,33	984,33	984,33	984,33
LT 230 kV P. ALEGRE 6 /P. ALEGRE 4 RS	310,81	321,99	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4
LT 230 kV PRE.MEDICI /BAGE 2 RS	832,02	3.685,63	4.133,86	4.360,29	4.360,29	4.360,29	4.360,29
LT 230 kV PRES. MEDICI /CAMAQUA RS	3.220,18	3.336,02	3.434,55	3.434,55	3.434,55	3.434,55	3.434,55
LT 230 kV PRES. MEDICI /PELOTAS 3 RS	22.262,18	22.612,34	23.576,02	23.576,02	23.576,02	23.576,02	23.576,02
LT 230 kV PRES. MEDICI /QUINTA RS	2.505,04	2.595,15	2.671,80	2.671,80	2.671,80	2.671,80	2.671,80
LT 230 kV SANTA MARIA 3 /ALEGRETE 2 RS	3.204,00	14.192,95	15.919,03	15.919,03	15.919,03	15.919,03	15.919,03
LT 230 kV STA MARIA 3 /U.D.FRANCISCA RS	995,64	4.410,45	4.946,83	4.946,83	4.946,83	4.946,83	4.946,83
LT 230 kV SANTA MARTA /TAPERA 2 RS	1.002,02	1.038,06	1.068,72	1.068,72	1.068,72	1.068,72	1.068,72
LT 230 kV SANTO ANGELO /MISSOES RS	1.046,25	1.083,88	1.115,89	1.115,89	1.115,89	1.115,89	1.115,89
LT 230 kV STO ANGELO /SANTA ROSA 1 RS	828,75	3.671,15	4.117,62	4.117,62	4.117,62	4.117,62	4.117,62
LT 230 kV STO ANGELO /STO ANGELO 2 RS	110,24	114,2	117,58	117,58	117,58	117,58	117,58
LT 230 kV SCHARLAU /CHARQUEADAS RS	1.102,22	4.882,56	2.971,80	2.971,80	2.971,80	2.971,80	2.971,80
LT 230 kV TAQUARA /N. PETROPOLIS 2 RS	571,16	591,71	609,18	609,18	609,18	609,18	609,18
LT 230 kV TAQUARA /OSORIO 2 RS	926,82	960,16	988,52	988,52	988,52	988,52	988,52
LT 230 kV UTE URUGUA. /ALEGRETE 2 RS	-	-	1.954,79	1.954,79	1.954,79	1.954,79	1.954,79
LT 230 kV UTE URUGUAIANA /URUGU. 5 RS	-	-	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1
LT 230 kV VIAMAO 3 /PORTO ALEGRE 6 RS	-	-	139,53	139,53	139,53	139,53	139,53
LT 69 kV ALEGRETE 2 /ALEGRETE RS	57,11	252,98	290,21	290,21	290,21	290,21	290,21
LT 69 kV BUGRES /CANASTRA RS	88,17	91,34	94,04	94,04	94,04	94,04	94,04
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /IJUI RS	366,89	380,09	391,31	391,31	391,31	391,31	391,31
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /PANAMBI RS	376,54	390,09	401,61	401,61	401,61	401,61	401,61
LT 69 kV IJUI /SANTO ANGELO RS	328,27	340,08	350,12	350,12	350,12	350,12	350,12
LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 RS	5,9	6,11	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29
LT 69 kV LAJEADO 2 /LAJEADO 1 RS	123,54	394,77	438,45	438,45	438,45	438,45	438,45
LT 69 kV SANTA MARTA /CARAZINHO RS	422,89	1.873,29	1.140,19	1.185,04	1.185,04	1.185,04	1.185,04
LT 69 kV STO ANGELO 2 /STO ANGELO RS	199,36	883,13	990,53	990,53	990,53	990,53	990,53
LT 69 kV S. JERONIMO /CHARQUEADAS RS	127,45	132,03	141,81	141,81	141,81	141,81	141,81
LT 69 kV TRIUNFO /CHARQUEADAS RS	172,98	179,2	184,49	184,49	184,49	184,49	184,49
LT 69 kV TRIUNFO /SAO JERONIMO RS	53,34	55,26	60,58	60,58	60,58	60,58	60,58
SE ALEGRETE 2	4.792,50	8.960,73	8.714,34	8.755,19	8.755,19	8.755,19	8.755,19
SE BAGE 2	3.403,53	6.061,72	8.461,71	8.461,71	8.461,71	8.461,71	8.461,71

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE BUGRES	712,29	1.130,67	948,3	948,3	948,3	948,3	948,3
SE C. INDUSTRIAL	10.772,61	14.716,18	15.235,85	15.235,85	15.235,85	15.235,85	15.235,85
SE CACHOEIRINHA 1	5.661,48	5.897,98	5.959,28	6.029,96	6.029,96	6.029,96	6.029,96
SE CAMAQUA	3.316,39	6.112,41	6.660,72	6.660,72	6.660,72	6.660,72	6.660,72
SE CAMAQUA 3	-	187,45	192,8	192,8	192,8	192,8	192,8
SE CAMPO BOM	4.952,91	10.815,55	9.863,41	9.863,41	9.863,41	9.863,41	9.863,41
SE CANASTRA	1.196,84	1.367,96	1.423,75	2.770,74	2.770,74	2.770,74	2.770,74
SE CANOAS 1	1.015,93	3.391,08	9.280,81	9.280,81	9.280,81	9.280,81	9.280,81
SE CANOAS 2	866,11	897,27	923,75	923,75	923,75	923,75	923,75
SE CANOAS 3	535,33	554,59	570,97	570,97	570,97	570,97	570,97
SE CASTERTECH	-	244,13	478,83	478,83	478,83	478,83	478,83
SE CAXIAS	1.563,46	1.619,70	1.693,93	1.693,93	1.693,93	1.693,93	1.693,93
SE CAXIAS SUL 2	2.799,71	6.734,35	6.884,79	6.884,79	6.884,79	6.884,79	6.884,79
SE CAXIAS SUL 5	1.141,14	3.676,44	4.022,26	4.022,26	4.022,26	4.022,26	4.022,26
SE CAXIAS SUL 6	383,63	187,45	192,8	192,8	192,8	192,8	192,8
SE CRUZ ALTA 1	2.417,42	6.179,84	5.480,44	5.480,44	5.480,44	5.480,44	5.480,44
SE EL Dorado SUL	1.093,57	2.278,00	4.793,47	5.082,95	5.082,95	5.082,95	5.082,95
SE EREXIM 1	2.238,03	5.126,64	5.138,05	6.530,18	6.530,18	6.530,18	6.530,18
SE FARROUPILHA 1	1.555,84	2.721,51	2.437,54	3.641,42	3.641,42	3.641,42	3.641,42
SE FIBRAPLAC	675,08	699,37	720,02	720,02	720,02	720,02	720,02
SE GARIBALDI 1	2.150,67	2.228,03	2.293,51	6.787,27	6.787,27	6.787,27	6.787,27
SE GRAVATAI 2	8.548,65	21.131,99	20.588,19	20.588,19	20.588,19	20.588,19	20.588,19
SE GRAVATAI 3	727,12	753,27	775,51	775,51	775,51	775,51	775,51
SE GUAIBA 2	2.337,97	3.867,30	4.148,10	6.020,35	6.020,35	6.020,35	6.020,35
SE GUARITA	5.087,47	8.396,55	9.089,37	9.089,37	9.089,37	9.089,37	9.089,37
SE IJUI	3.351,87	4.136,75	4.353,88	4.467,13	4.467,13	4.467,13	4.467,13
SE IJUI 2	-	-	192,17	192,17	192,17	192,17	192,17
SE ITAUBA	2.540,95	4.374,22	4.731,18	4.731,18	4.731,18	4.731,18	4.731,18
SE JACUI	2.350,78	2.527,54	2.602,00	2.602,00	2.602,00	2.602,00	2.602,00
SE LAJEADO 2	7.280,36	13.678,09	13.181,33	13.181,33	13.181,33	13.181,33	13.181,33
SE LIVRAMENTO 2	3.759,37	8.091,00	6.826,15	6.826,15	6.826,15	6.826,15	6.826,15
SE MACAMBARA	5.982,65	8.132,17	8.632,41	8.632,41	8.632,41	8.632,41	8.632,41
SE MISSOES	163,82	169,71	174,56	174,56	174,56	174,56	174,56
SE N. PETROPOLIS 2	234,51	187,45	192,8	192,8	192,8	192,8	192,8
SE NOVA PRATA 2	5.307,86	14.270,16	11.209,52	11.209,52	11.209,52	11.209,52	11.209,52
SE NOVA STA RITA	1.574,99	1.631,65	1.739,54	1.739,54	1.739,54	1.739,54	1.739,54
SE OSORIO 2	3.088,73	11.505,64	12.602,10	13.825,84	13.825,84	13.825,84	13.825,84
SE PRES. MEDICI	987,73	1.023,26	1.053,48	1.053,48	1.053,48	1.053,48	1.053,48
SE P. PETROQUIMICO	2.436,48	4.359,63	4.000,03	4.000,03	4.000,03	4.000,03	4.000,03
SE PANAMBI	934,48	1.406,45	1.515,13	1.515,13	1.515,13	1.515,13	1.515,13
SE PASSO REAL	3.070,95	4.723,74	7.648,01	7.648,01	7.648,01	7.648,01	7.648,01
SE PELOTAS 3	7.460,18	7.849,57	8.108,00	8.108,00	8.108,00	8.108,00	8.108,00
SE PORTO ALEGRE 10	7.893,17	8.928,41	9.329,57	9.329,57	9.329,57	9.329,57	9.329,57
SE PORTO ALEGRE 13	1.970,55	4.683,14	5.138,95	6.134,33	6.134,33	6.134,33	6.134,33
SE PORTO ALEGRE 4	5.895,69	10.125,81	10.544,11	10.544,11	10.544,11	10.544,11	10.544,11
SE PORTO ALEGRE 6	5.411,48	8.080,86	8.630,10	8.630,10	8.630,10	8.630,10	8.630,10
SE PORTO ALEGRE 8	3.028,52	3.137,47	3.228,75	3.228,75	3.228,75	3.228,75	3.228,75
SE PORTO ALEGRE 9	5.277,95	6.896,44	7.507,72	7.507,72	7.507,72	7.507,72	7.507,72
SE PRES. MEDICI	5.461,14	5.807,06	5.992,59	5.992,59	5.992,59	5.992,59	5.992,59
SE QUINTA	13.051,99	16.381,04	15.490,67	15.490,67	15.490,67	15.490,67	15.490,67
SE S. VICENTE SUL	5.571,34	8.477,06	8.931,63	9.868,78	9.868,78	9.868,78	9.868,78
SE SANTA CRUZ 1	4.314,67	6.386,12	6.796,29	6.796,29	6.796,29	6.796,29	6.796,29

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE SANTA MARIA 1	2.281,82	3.628,79	3.872,24	3.872,24	3.872,24	3.872,24	3.872,24
SE SANTA MARIA 3	4.348,30	10.081,40	7.983,61	7.983,61	7.983,61	7.983,61	7.983,61
SE SANTA MARTA	4.187,02	11.566,31	11.709,04	12.186,33	12.186,33	12.186,33	12.186,33
SE SANTA ROSA 1	3.993,28	6.722,21	8.294,10	8.294,10	8.294,10	8.294,10	8.294,10
SE SANTO ANGELO 2	4.181,32	10.793,23	9.137,07	9.137,07	9.137,07	9.137,07	9.137,07
SE SAO BORJA 2	5.187,95	6.651,11	6.908,79	6.908,79	6.908,79	6.908,79	6.908,79
SE SCHARLAU	8.213,77	10.774,72	10.849,92	10.849,92	10.849,92	10.849,92	10.849,92
SE TAPERA 2	888,66	920,63	947,78	947,78	947,78	947,78	947,78
SE TAQUARA	5.803,17	8.412,69	9.400,31	9.400,31	9.400,31	9.400,31	9.400,31
SE U.D. FRANCISCA	1.032,34	1.069,47	1.101,06	1.101,06	1.101,06	1.101,06	1.101,06
SE URUGUAIANA 5	3.484,12	4.596,57	4.840,66	6.750,29	6.750,29	6.750,29	6.750,29
SE UTE URUGUAIANA	-	-	521,85	521,85	521,85	521,85	521,85
SE V. AIRES	3.920,37	4.645,67	4.768,86	4.768,86	4.768,86	4.768,86	4.768,86
SE VIAMAO 3	-	-	192,17	192,17	192,17	192,17	192,17
LT 230 kV CANDELARIA 2 / N. STA RITA RS	-	-	-	2.609,60	2.609,60	2.609,60	2.609,60
LT 230 kV ITAUBA / CANDELARIA 2 RS	-	-	-	1.131,45	1.131,45	1.131,45	1.131,45
<b>Não Controlada - Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>100.836,77</b>	<b>103.504,64</b>	<b>180.589,80</b>	<b>199.774,75</b>	<b>201.082,09</b>	<b>201.082,09</b>	<b>201.082,09</b>
<b>ETAU - EMPRESA TRANSMISSORA DO ALTO URUGUAI S.A.</b>	<b>38.693,28</b>	<b>38.693,28</b>	<b>43.847,08</b>	<b>43.847,08</b>	<b>43.847,08</b>	<b>43.847,08</b>	<b>43.847,08</b>
LT 230 kV BARRA GRANDE / C. NOVOS SC	4.531,87	4.531,87	6.941,69	6.941,69	6.941,69	6.941,69	6.941,69
LT 230 kV BARRA GRANDE / LAGOA VERMELHA 2 SC/RS	7.771,84	7.771,84	6.941,69	6.941,69	6.941,69	6.941,69	6.941,69
LT 230 kV LAGOA VERMELHA 2 / SANTA MARTA RS	5.677,94	5.677,94	10.064,37	10.064,37	10.064,37	10.064,37	10.064,37
SE LAGOA VERMELHA 2	16.442,10	16.442,10	16.085,85	16.085,85	16.085,85	16.085,85	16.085,85
SE BARRA GRANDE	2.179,28	2.179,28	1.946,50	1.946,50	1.946,50	1.946,50	1.946,50
SE SANTA MARTA	2.090,25	2.090,25	1.866,98	1.866,98	1.866,98	1.866,98	1.866,98
<b>TSLE - TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.</b>	<b>53.875,49</b>	<b>53.875,49</b>	<b>100.824,15</b>	<b>100.824,15</b>	<b>100.824,15</b>	<b>100.824,15</b>	<b>100.824,15</b>
LT 525 kV N. SANTA RITA / POVO NOVO RS	15.026,16	15.026,16	26.535,39	26.535,39	26.535,39	26.535,39	26.535,39
LT 525 kV POVO NOVO / MARMELEIRO RS	8.695,75	8.695,75	15.356,22	15.356,22	15.356,22	15.356,22	15.356,22
LT 525 kV MARMELEIRO / SANTA VITÓRIA DO PALMAR RS	2.780,64	2.780,64	4.910,46	4.910,46	4.910,46	4.910,46	4.910,46
SE POVO NOVO	8.595,70	8.595,70	20.862,49	20.862,49	20.862,49	20.862,49	20.862,49
SE MARMELEIRO	12.019,29	12.019,29	21.225,42	21.225,42	21.225,42	21.225,42	21.225,42
SE SANTA VITÓRIA DO PALMAR	4.500,40	4.500,40	7.947,45	7.947,45	7.947,45	7.947,45	7.947,45
SE NOVA SANTA RITA	2.257,55	2.257,55	3.986,72	3.986,72	3.986,72	3.986,72	3.986,72
<b>TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S.A.</b>	<b>4.136,75</b>	<b>4.136,75</b>	<b>7.292,74</b>	<b>7.292,74</b>	<b>7.292,74</b>	<b>7.292,74</b>	<b>7.292,74</b>
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 4 RS	3.825,41	3.825,41	6.743,88	6.743,88	6.743,88	6.743,88	6.743,88
SE PORTO ALEGRE 9	155,67	155,67	274,43	274,43	274,43	274,43	274,43
SE PORTO ALEGRE 4	155,67	155,67	274,43	274,43	274,43	274,43	274,43
<b>TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.</b>	<b>846,63</b>	<b>3.079,17</b>	<b>15.014,76</b>	<b>26.589,59</b>	<b>27.896,93</b>	<b>27.896,93</b>	<b>27.896,93</b>
LT 230 kV P. ALEGRE 9 / P. ALEGRE 8 RS	-	-	-	685,02	1.370,03	1.370,03	1.370,03
LT 230 kV P. ALEGRE 9 / N SANTA RITA RS	-	-	978,97	1.957,94	1.957,94	1.957,94	1.957,94
LT 230 kV CAMPO BOM / TAQUARA RS	-	-	-	622,34	1.244,67	1.244,67	1.244,67
LT 230 kV RESTINGA / PORTO ALEGRE 13 RS	-	-	169,36	338,72	338,72	338,72	338,72
LT 230 kV RESTINGA / VIAMÃO 3 RS	-	-	394,19	788,38	788,38	788,38	788,38
LT 230 kV JARDIM BOTÂNICO FIC / JARDIM BOTÂNICO RS	-	-	784,49	1.568,98	1.568,98	1.568,98	1.568,98
SE CANDELÁRIA 2	-	-	1.248,27	2.496,54	2.496,54	2.496,54	2.496,54
SE JARDIM BOTÂNICO	-	-	4.745,77	9.491,53	9.491,53	9.491,53	9.491,53
SE RESTINGA	-	-	1.453,53	2.907,07	2.907,07	2.907,07	2.907,07
SE VIAMÃO 3	-	1.809,22	3.618,45	3.618,45	3.618,45	3.618,45	3.618,45

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SE CAMPO BOM	-	-	-	282,21	282,21	282,21	282,21
SE NOVA SANTA RITA	282,21	282,21	282,21	282,21	282,21	282,21	282,21
SE PORTO ALEGRE 8	-	282,21	282,21	282,21	282,21	282,21	282,21
SE PORTO ALEGRE 9	564,42	564,42	564,42	564,42	564,42	564,42	564,42
SE PORTO ALEGRE 13	-	-	210,68	421,36	421,36	421,36	421,36
SE TAQUARA	-	141,11	282,21	282,21	282,21	282,21	282,21
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>	<b>3.284,62</b>	<b>3.719,95</b>	<b>13.611,07</b>	<b>21.221,19</b>	<b>21.221,19</b>	<b>21.221,19</b>	<b>21.221,19</b>
LT 230 kV STO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ RS	-	-	-	6.256,01	6.256,01	6.256,01	6.256,01
LT 230 kV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO RS/SC	-	-	2.742,62	2.742,62	2.742,62	2.742,62	2.742,62
SE PINHALZINHO	-	-	6.234,66	6.234,66	6.234,66	6.234,66	6.234,66
SE SANTA MARIA 3	3.284,62	3.719,95	3.719,95	3.719,95	3.719,95	3.719,95	3.719,95
SE MAÇAMBARÁ	-	-	-	897,17	897,17	897,17	897,17
SE FOZ DO CHAPECÓ	-	-	913,84	913,84	913,84	913,84	913,84
SE SANTO ÂNGELO	-	-	-	456,94	456,94	456,94	456,94
<b>Total</b>	<b>437.149,49</b>	<b>774.273,07</b>	<b>871.057,45</b>	<b>911.497,13</b>	<b>912.804,47</b>	<b>912.804,47</b>	<b>912.804,47</b>

#### 5.2.4. Manutenção e Operação da Transmissão

Durante o ano de 2018 foram concluídos 20 reforços e 86 melhorias pela área de manutenção no sistema de transmissão. As atividades compreenderam a substituição de equipamentos já superados ou em final de vida útil. Todas as substituições promoverão receita adicional a ser definida pela ANEEL no primeiro semestre de 2019. Os reforços realizados até 30/04/2018 já tiveram sua receita definida pela ANEEL e constam na Resolução Homologatória N° 2.408, de 26 de Junho de 2018. 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.

#### 5.2.5. Modernização de Instalações de Transmissão

As principais obras com andamento em 2019 que visam a Expansão da Transmissão estão elencadas no quadro:

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
Subestação Uruguaiana 5	Instalar Banco Capacitores 230 kV 30 Mvar e conexões e proteção diferencial adaptativa.	mar/19
Linha de Transmissão 230 kV Gravataí 2 / Gravataí 3	Recondutorar 13,5 km da Linha de Transmissão para 1x715,5 KCMIL.	abr/19
Subestação Garibaldi 1	Substituição de dois Transformadores 230/69 kV – 83 MVA por 2 Transformadores 230/69 kV – 165MVA	mai/19
Subestação Erechim 1	Substituição dos transformadores TR4 e TR5 138/69 kV - 23 MVA da SE Erechim 1	ago/19
Subestação Osório 2	Substituição do banco de transformadores TR3 (3x15/18 MVA - 138/69 kV) da SE Osório 2	ago/19
Subestação Usina de Canastra	Substituição do transformador TR2 138/69/13,8 kV - 35,25 MVA da SE UHE Canastra	out/19

Com relação a Manutenção e Operação da Transmissão será dada continuidade as manutenções das Subestações e Linhas, visando manter o bom desempenho e disponibilidade do sistema.

### 5.2.6. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade da Transmissão

**Capacidade Instalada:** Este indicador corresponde à soma da potência nominal de todos os transformadores da Transmissão em operação. Em 2018 a CEEE-GT concluiu a implantação de 1 transformador na Subestação Guaíba 2, acrescentando 50 MVA a potência instalada ao sistema de transmissão. A desativação, devido ao final de vida útil, do TR-4 69/13,8 kV – 42 MVA da Subestação Santa Marta, do TR-1 69/13,8 kV – 12,5 MVA da Subestação Farroupilha e dos TRs 4 e 5 6,6/23 kV – 2 x 2,5 MVA da subestação Usina Bugres a Potência Instalada ficou em 10.415 MVA. Houve redução de 9 MVA de capacidade instalada em relação a 2017.

**Índice de Qualidade Rede Básica – Operação e Manutenção (QRB):** Este indicador consiste no percentual remanescente da receita da transmissão, referente aos ativos da Rede Básica (RB), após os descontos decorrentes da Parcela Variável (PV) estimada sobre os eventos de operação e manutenção.

O quadro a seguir demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Valores do Indicador QRB				
Indicador (%)	2015	2016	2017	2018
QRB	98,59%	99,21%	98,44%	99,36%

**Índice de Qualidade Demais Instalações de Transmissão – Operação e Manutenção (QDIT):** Este indicador consiste no percentual remanescente da receita da transmissão, referente aos ativos provenientes das Demais Instalações de Transmissão (DIT), após os descontos decorrentes da Parcela de Ajuste Qualidade DIT (PA) estimada sobre os eventos de operação e manutenção. O quadro a seguir demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Valores do Indicador QDIT				
Indicador (%)	2015	2016	2017	2018
QDIT	99,68%	98,65%	99,10%	99,21%

## 6. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO (Legislação Societária)

A CEEE-GT encerrou o exercício de 2018 com lucro líquido de R\$ 173,39 milhões, frente aos R\$ 395,08 milhões do ano de 2017. Esta variação de -56,11% do resultado líquido é derivada, principalmente, do registro da reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, contabilizada em 2017, no valor de R\$299,25 milhões. O resultado líquido de 2018 cresceu 140,94% se cotejado com o resultado de 2017, livre de seus eventos não recorrentes.

O Ebitda (lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização) foi de R\$ 238,29 milhões em 2018 comparado aos R\$ 367,71 milhões em 2017, representando uma variação de -35,20% no período. Outrossim, o Ebitda de 2018 cresceu 248,03% comparado ao exercício de 2017, descontado os fatos não recorrentes.

A receita operacional líquida no exercício de 2018 foi de R\$ 974,73 milhões, representando variação de -2,19% frente aos R\$ 996,54 milhões apresentados no exercício de 2017.

O custo do serviço de energia elétrica apresentou redução de 23,08%, totalizando R\$ 637,67 milhões no exercício de 2018 comparados aos R\$ 828,97 milhões em 2017. A redução no custo do serviço de energia elétrica se deve ao reconhecimento do custo com GSF, realizada no exercício anterior.

Os custos e despesas operacionais apresentaram variação de -2,8%, totalizando R\$ 594,3 milhões em 2018 comparados aos R\$ 611,4 milhões no exercício de 2017.

O endividamento com instituições financeiras aumentou 44,68%, passando de R\$ 587,34 milhões do exercício de 2018 para R\$ 405,95 milhões no exercício de 2017.

### 6.1. EBITDA E LAJIDA (Legislação Societária)

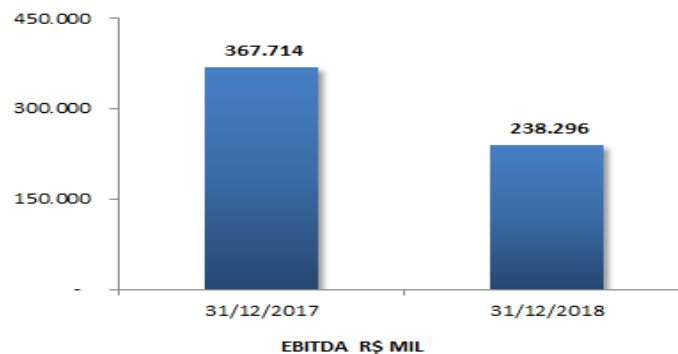
O EBITDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, é o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

A variação negativa de 35,20% do EBITDA em dezembro de 2018, em comparação ao mesmo período do ano anterior deve-se, essencialmente, ao registro da reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, contabilizada no exercício de 2017, no valor de R\$299,25 milhões.

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

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2018	2017	Variação % 2017/2016
Receita Operacional Líquida - ROL	974.734	996.545	-2,19
( - ) Custo do Serviço de Energia E 1175592	(637.672)	(828.974)	-23,08
( - ) Despesas Operacionais	(123.026)	175.113	-170,26
Resultado do Serviço - EBIT	214.036	342.684	-37,54
( + ) Depreciação e Amortização	24.260	25.031	-3,08
<b>EBITDA</b>	<b>238.296</b>	<b>367.715</b>	<b>-35,20</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>24,45%</b>	<b>62,76%</b>	<b>-38,31</b>

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



### 6.2. CAPTAÇÕES DE RECURSOS

No mês de Junho de 2018, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 110,17 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).

No mês de dezembro de 2018, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 35,76 milhões, resultante do financiamento firmado junto a Agência Francesa de Desenvolvimento-AFD.

## 7. BALANÇO SOCIAL – INDICADORES SOCIAIS

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2018 (valor em mil R\$)			Dezembro 2017 (valor em mil R\$)		
Receita líquida (RL)	974.734			996.545		
Resultado operacional (RO)	214.036			342.683		
Folha de pagamento bruta (FPB)	231.394			215.814		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Plano de Saúde	5.059	2%	1%	4.805	2%	0%
Saúde e Segurança Ocupacional	184	0%	0%	148	0%	0%
Serviços Médicos e Laboratoriais	656	0%	0%	1.252	1%	0%
Vestuário, EPIs e Equipamento de Proteção	547	0%	0%	745	0%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	166	0%	0%	168	0%	0%
Alimentação	19.483	8%	2%	13.229	6%	1%
Creches ou Auxílio-Creche	1.614	1%	0%	1.485	1%	0%
Previdência Privada	87.780	38%	9%	84.126	36%	9%
Encargos Sociais Compulsórios	58.265	25%	6%	52.936	23%	5%
Participação nos Lucros ou Resultados	19	0%	0%	80	0%	0%
Vale Transporte - Excedente	197	0%	0%	174	0%	0%
Outros Benefícios	-	0%	0%	-	0%	0%
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>173.970</b>	<b>80%</b>	<b>17%</b>	<b>159.148</b>	<b>73%</b>	<b>16%</b>
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	3.454	-2%	0%	1.897	-1%	0%
Cultura	111	0%	0%	74	0%	0%
<b>Total das contribuições para a sociedade</b>	<b>3.565</b>	<b>2%</b>	<b>0%</b>	<b>1.971</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	114.099	53%	12%	92.489	43%	9%
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>117.664</b>	<b>55%</b>	<b>12%</b>	<b>94.460</b>	<b>44%</b>	<b>10%</b>
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Meio Ambiente	249	0%	0%	872	0%	0%
Poda e Desmatamento	6.056	3%	1%	4.788	2%	0%
Gestão de Resíduos	-	0%	0%	-	0%	0%
Outros	114	0%	0%	73	0%	0%
<b>Total dos investimentos em meio ambiente</b>	<b>6.419</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>5.733</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%	<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50%	<input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%	
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2018		2017			
Nº de empregados(as) ao final do período*	1.091		1.128			
Nº de admissões durante o período	0		0			
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	511		762			
Nº de estagiários(as)	60		55			
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	412		405			
Nº de mulheres que trabalham na empresa	157		166			
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	19,70%		24,10%			
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	45		130			
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	0,00%		6,02%			
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	17		19			
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2018:		Em 2017:			
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	18,6		13,01			
Número total de acidentes de trabalho**	10		5			
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências <input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências <input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)		
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as) + Cipa		
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT		
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências <input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências <input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)		
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências <input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências <input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)		
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos <input type="checkbox"/> serão exigidos	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos <input type="checkbox"/> serão exigidos		
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará <input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará <input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará		
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2018: R\$1.040.161		Em 2017: R\$989.659			
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	28,75%: governo 16,87%: acionistas	29,88%: colaboradores(as) 24,90%: terceiros ___%: retido	21,30%: governo 39,82%: acionistas	29,01%: colaboradores(as) 9,78%: terceiros ___%: retido		
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES	Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo					
Escolaridade	Em 2018		Em 2017			
Graduados	648		626			
Ensino Médio	427		484			
Ensino Fundamental	12		13			
Ensino Fundamental Incompleto	4		5			
Para fim de demonstração, as receitas e despesas não operacionais estão somadas as receitas e despesas operacionais, conforme determina a Lei 6.404/76 e suas alterações.						
** Acidentes com perda de tempo						

## 7.1. INDICADORES SOCIAIS

### 7.1.1. Força de Trabalho

A CEEE-GT encerrou o ano de 2018 com 1.091 empregados, uma variação de -3,28% em relação ao exercício anterior. A força de trabalho da Empresa é formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, dos quais 13,92% são mulheres e 82,80% são homens.

A maior parte dos empregados 42,07% se encontra na faixa de idade entre 31 e 40 anos. Temos ainda sobre o quadro de empregados que, 37,76% são empregados na faixa etária acima dos 45 anos. Referente ao grau de instrução, 41,98% tem nível superior e 17,42% tem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado).

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 2018, 132 estudantes estagiaram na CEEE-GT. Em 31 de dezembro de 2018 a Empresa contava com um total de 60 estagiários, representado 5,50% em relação ao total de empregados.

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 2018.

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.

### 7.1.2. Diversidade e Igualdade

A Empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação em razão de raça, cor, gênero, opção sexual, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social.

Os empregados devem exercer postura ética entre si e frente aos demais públicos da empresa, conforme rege o Código de Ética da Companhia. A CEEE-GT disponibiliza canais para recebimento de denúncias e aplica, no tratamento de ocorrência de atos discriminatórios, a instauração de Sindicância e Processo Administrativo. A partir destes são tomadas as medidas disciplinares cabíveis.

Quanto ao processo de contratação, em seus concursos públicos, a CEEE-GT faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas com deficiência. Há no quadro de pessoal, 17 empregados com deficiência o que representa 1,56%.

Em seus canais e campanhas de comunicação internas, a CEEE-GT busca refletir a diversidade e a representatividade de seu público interno e adequar as peças para que todos possam acessá-las – incluindo textos para áudio-descrição, por exemplo.

### 7.1.3. 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 2018 foram promovidos 43 empregados, conforme segue:

Níveis	Pleno	Sênior
Administrativa	4	0
Operacional	16	10
Técnica	4	1
Superior	7	1

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.

#### 7.1.4. 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 por desenvolvimento profissional e por merecimento.

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 as suas atividades.

#### 7.1.5. Programa de Desligamento Incentivado (PDI)

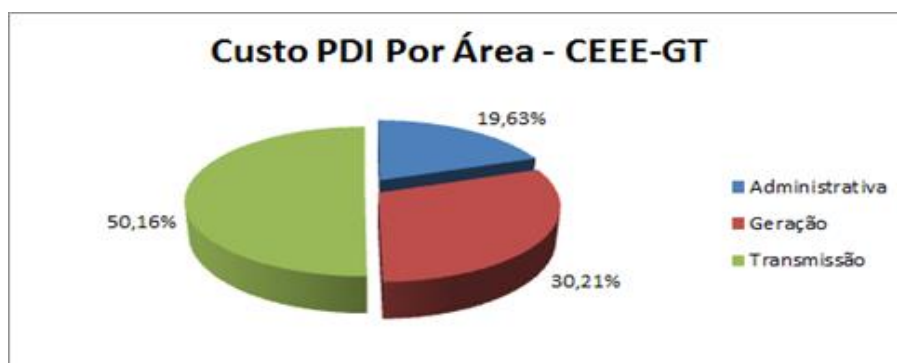
Este Programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da Empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional. A iniciativa também atende àqueles empregados que ansiavam por novas oportunidades fora da CEEE-GT, proporcionando incentivo financeiro aos empregados que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

Em 2018 foram desligados através do PDI 22 empregados, distribuídos entre as áreas da Empresa.

O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$ 3,5 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

ÁREA	CUSTO COM PDI*	NÚMERO DE DESLIGADOS	PERCENTUAL DE CUSTOS
Administrativa	681,74	4	19,63%
Geração	1.049,45	6	30,21%
Transmissão	1.742,12	12	50,16%
TOTAL	3.473,31	22	100,00%

\*valores em R\$ mil



### 7.1.6. Relações Sindicais

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, 1.091 empregados ativos.

NOME DO SINDICATO	QUANTIDADE DE EMPREGADOS
CONTABILISTAS	22
SENERGISUL	686
SENGE	147
SINDAERGS	18
SINDARS	19
SINDECON	6
SINDIJORS	2
SINDITEST	9
SINTEC	179
SIPERGS	2
SOERGS	1
<b>TOTAL</b>	<b>1.091</b>

Em 2018, a CEEE-GT realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais com as quais se relaciona, visando à celebração do acordo coletivo de trabalho e de acordos específico.

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.

### 7.1.7. Programas de capacitação de Recursos humanos

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 de 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.

## 7.2. Pesquisa e Desenvolvimento

Os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento são desenvolvidos com a perspectiva de melhoria contínua em produtos, processos e a eficiência dos serviços prestados a sociedade. O Programa de P&D do setor elétrico foi constituído por lei, e cabe à ANEEL regulamentar o investimento no programa e avaliar seus resultados. A agência estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos por meio do Manual de Procedimentos Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – PROP&D.

A CEEE-GT aplicou R\$ 1,89 milhão, durante o ano de 2018, em projetos com foco na busca constante por inovações que venham enfrentar os desafios tecnológicos do setor elétrico, dos quais podemos citar:

- Geração Solar fotovoltaica: Tem por objetivo instalar usina conectada à rede de distribuição com capacidade de 550 kWp, utilizando painéis fotovoltaicos como fonte de geração de energia. A proposição de arranjos técnicos e comerciais para o projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, busca criar condições para o desenvolvimento de conhecimento técnico e desenvolvimento tecnológico necessário à inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: GRUPO CEEE, CENTRO ADMINISTRATIVO FERNANDO FERRARI.
- Desenvolvimento e aplicação de controladores de chaves seccionadoras de alta tensão: O projeto tem como proposta o desenvolvimento de um dispositivo de automação de chaves seccionadoras da alta tensão que auxilia no fechamento dos contatos das mesmas e permite o monitoramento da eficiência de fluxo de energia de conexão. Aumentando a confiabilidade do sistema de manobra na subestação: Público Alvo: CEEE-GT.
- Desenvolvimento de uma metodologia para Monitoramento e Controle de Vegetação Interferente com Linhas de Transmissão, Considerando os Riscos à Operação do Sistema Elétrico. O projeto prevê uma metodologia para diagnóstico e monitoramento de risco de desligamento de linhas de transmissão – LT empregando a análise de dados do LIDAR (Light Detection and Ranging) aerotransportado e do levantamento florestal e ambiental (solos, vegetação e relevo terrestre). Público Alvo: CEEE-GT


## Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da nossa missão.



URBANO SCHMITT

Diretor Presidente



CÉZAR EDUARDO LINDENMEYER

Diretor



GIOVANI FRANCISCO DA SILVA

Diretor



JORGE PAGLIOLI JOBIM

Diretor

**Balancos Patrimoniais Regulatórios**  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017		Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>				<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa .....		182.196	281.576	Fornecedores .....		137.197	243.102
Consumidores, Concessionárias e Permissonárias ..	4	101.333	190.254	Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações ..	6	38.984	28.224
Tributos Compensáveis .....		22.117	55.474	Provisão para Benefícios a Empregados .....	7	137.355	196.115
Almoxarifado Operacional .....		27.509	16.007	Obrigações Sociais e Trabalhistas .....		35.761	32.726
Investimentos Temporários .....		102.734	135.585	Tributos .....	8	27.439	22.401
Despesas Pagas Antecipadamente .....		1.075	1.255	Provisão para Litígios .....	9	37.148	20.151
Investimentos Mantidos para Venda.....		445.567	-	Encargos Setoriais .....		59.762	66.386
Outros Ativos Circulantes .....		121.434	73.967	Outros Passivos Circulantes .....		43.147	28.479
		<b>1.003.965</b>	<b>754.118</b>			<b>516.793</b>	<b>637.584</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>				<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Tributos Compensáveis .....	6		5	Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações ..	6	548.359	377.730
Depósitos Judiciais e Cauções .....		45.722	40.748	Provisão para Benefícios a Empregados .....	7	943.113	704.896
Tributos Diferidos .....	8	60.974	61.522	Provisão para Litígios .....	9	149.818	146.778
Adiantamento aos Acionistas.....		-	128.397	Encargos Setoriais .....		14.371	9.563
Outros Ativos Não Circulantes .....		779.045	844.243	Obrigações Especiais.....	10	30.839	30.839
Imobilizado .....	5	2.080.135	2.080.954	Outros Passivos Não Circulantes .....		58.441	59.608
Intangível .....	5.2	100.753	100.084			<b>1.744.941</b>	<b>1.329.414</b>
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão .....		1.460	1.460	<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	11		
		<b>3.068.095</b>	<b>3.257.413</b>	Capital Social .....		915.633	588.447
				Reservas de Capital .....		1.009.304	1.209.304
				Outros Resultados Abrangentes .....		(145.742)	127.369
				Lucro (Prejuízo ) Acumulado.....		31.131	119.413
						<b>1.810.326</b>	<b>2.044.533</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>4.072.060</b>	<b>4.011.531</b>	<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>4.072.060</b>	<b>4.011.531</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

### Demonstração dos Resultados Regulatórios

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>			
<b>Receita/Ingresso</b>	13	<b>1.280.780</b>	<b>1.109.743</b>
Suprimento de Energia Elétrica .....		339.272	328.697
Energia Elétrica de Curto Prazo .....		100.139	204.077
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição .....		841.369	576.969
<b>Tributos</b>	13	<b>(111.267)</b>	<b>(87.178)</b>
ISS.....		-	-
PIS.....		(19.847)	(15.550)
COFINS .....		(91.420)	(71.628)
<b>Encargos</b>	13	<b>(99.686)</b>	<b>(86.963)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D .....		(10.698)	(9.356)
Reserva Global de Reversão - RGR .....		(3.025)	(965)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE .....		(48.320)	(31.183)
Compensação Financeira Pela Utilização Recursos Hídricos - CFURH .....		(21.775)	(28.706)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE .....		(3.087)	(2.773)
Outros Encargos .....		(12.781)	(13.980)
<b>RECEITA LÍQUIDA/INGRESSO LÍQUIDO</b>		<b>1.069.827</b>	<b>935.601</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis</b>		<b>(176.037)</b>	<b>(361.717)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda .....		(122.356)	(309.011)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição .....		(53.681)	(52.706)
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>893.790</b>	<b>573.884</b>
<b>Custos Gerenciáveis</b>	13	<b>(577.250)</b>	<b>(534.008)</b>
Pessoal e Administradores .....	12	(347.497)	(327.691)
Material .....		(6.345)	(2.582)
Serviços de Terceiros .....		(44.561)	(55.156)
Arrendamento e Aluguéis .....		(6.169)	(6.012)
Seguros .....		(203)	(35)
Provisões .....		(18.609)	(34.050)
( - ) Recuperação de Despesas .....		5.606	1.842
Tributos .....		(2.832)	(5.311)
Depreciação e Amortização .....		(131.156)	(94.052)
Gastos Diversos .....		(36.252)	(29.936)
Outras Receitas Operacionais .....		15.483	20.259
Outras Despesas Operacionais .....		(4.715)	(1.284)
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE.....</b>		<b>316.540</b>	<b>39.877</b>
<b>Equivalência Patrimonial .....</b>		<b>90.541</b>	<b>39.980</b>
<b>Resultado Financeiro</b>		<b>(81.676)</b>	<b>8.481</b>
Despesas Financeiras .....		(253.469)	(90.610)
Receitas Financeiras .....		171.793	99.091
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>		<b>325.405</b>	<b>88.338</b>
Impostos Diferidos sobre o Lucro.....		(88.800)	(11.601)
<b>RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>236.605</b>	<b>76.737</b>
<b>Lucro por Ação</b>			
Básico - Atribuível a Acionistas Controladores Detentores de Ações Ordinárias .....		<b>0,16</b>	<b>0,16</b>
Básico - Atribuível a Acionistas Controladores Detentores de Ações Ordinárias .....		<b>0,16</b>	<b>0,16</b>
Diluído - Atribuível a Acionistas Controladores Detentores de Ações Ordinárias.....		<b>0,16</b>	<b>0,16</b>

### Demonstração dos Resultados Abrangentes

(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2018	31/12/2017
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>236.605</b>	<b>76.737</b>
<b>OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES</b>	<b>(273.111)</b>	<b>(22.629)</b>
Reserva de Reavaliação.....	(69.890)	(34.563)
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda .....	5.770	1.075
Venda de Títulos do Governo .....	(1.270)	-
Ganho/Perda Atuarial .....	(206.650)	10.371
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes .....	(1.071)	488
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO</b>	<b>(36.506)</b>	<b>54.108</b>
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora		
Atribuído ao Acionista Não Controlador		

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstração dos Fluxos de Caixa**  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
<b>Resultado do Exercício</b>		<b>236.605</b>	<b>76.737</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>			
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo .....		60.111	7.179
Variações Monetárias do Passivo Não Circulante .....		13.862	13.862
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis .....		139.752	94.842
Resultado de Equivalência Patrimonial .....		(76.241)	(39.980)
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa .....		26	11.271
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos .....		40.106	(3.738)
Baixas do Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível .....		(45.794)	326.667
Outras .....		5.020	31.020
<b>Aumento de Ativos</b>		<b>(528.957)</b>	<b>2.354</b>
Concessionárias e Permissionárias.....		88.895	(107.512)
Investimentos mantidos para venda .....		(466.276)	-
Tributos Compensáveis .....		33.356	(45.944)
Ganhos Líquidos com Instrumentos Financeiros .....		50.580	7.341
Depósitos Vinculados a Litígios .....		(4.974)	9.304
Outros .....		(230.538)	139.165
<b>Redução de Passivos</b>		<b>103.152</b>	<b>134.617</b>
Fornecedores .....		(105.905)	189.211
Salários e Encargos Sociais .....		3.035	59
Tributos e Contribuição Social .....		(48.382)	(24.865)
Benefício Pós-Emprego .....		200.106	(41.890)
Encargos Setoriais .....		(1.816)	27.619
Outros .....		56.114	(15.517)
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>(52.358)</b>	<b>654.831</b>
Encargos de Dívidas Pagos .....		(19.919)	(14.321)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>(72.277)</b>	<b>640.510</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
Aportes / Aumento de Capital em Controladas .....		102.390	110.718
Investimentos .....		(173.197)	(156.879)
Imobilizado .....		(121.616)	(430.850)
Intangível .....		(17.664)	(27.143)
<b>CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		<b>(210.087)</b>	<b>(504.154)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Empréstimos e Financiamentos Obtidos .....		212.095	130.910
Principal de Empréstimos e Financiamentos Pagos.....		(29.111)	(19.536)
<b>CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		<b>182.984</b>	<b>111.374</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>			
No início do exercício .....		281.576	33.846
No fim do exercício .....		182.196	281.576
		<b>(99.380)</b>	<b>247.730</b>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido**  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Reserva de Lucro			Total	
		Capital Social Integralizado	Reserva de Incentivos Fiscais	Lucros Acumulados		Outros Resultados Abrangentes
<b>Saldos em 31/12/2016</b>		<b>588.447</b>	<b>1.209.304</b>	<b>8.113</b>	<b>149.998</b>	<b>1.955.862</b>
Lucro Líquido do Período		-	-	76.737	-	76.737
Outros resultados abrangentes						
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	-	-	-	1.605	1.605
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10	-	-	-	(42)	(42)
Registro da Perda Atuarial	0	-	-	-	10.371	10.371
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	11.934	11.934
Reserva de Reavaliação	14.5.4	-	-	34.563	(34.563)	-
<b>Saldos em 31/12/2017</b>		<b>588.447</b>	<b>1.209.304</b>	<b>119.413</b>	<b>127.369</b>	<b>2.044.533</b>
Lucro Líquido do Período		-	-	236.605	-	236.605
Dividendos Distribuídos		-	-	(267.591)	-	(267.591)
Integralização de capital		327.186	(200.000)	(127.186)	-	-
Outros resultados abrangentes						
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	-	-	-	4.499	4.499
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10	-	-	-	(1.071)	(1.071)
Registro da Perda Atuarial	0	-	-	-	(206.650)	(206.650)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	(203.221)	(203.221)
Reserva de Reavaliação	14.5.4	-	-	69.890	(69.890)	-
<b>Saldos em 31/12/2018</b>		<b>915.633</b>	<b>1.009.304</b>	<b>31.131</b>	<b>(145.742)</b>	<b>1.810.326</b>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

**Notas Explicativas**  
às Demonstrações Contábeis Regulatórias  
em 31 de Dezembro de 2018 e 2017  
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

## **1. SETOR ELÉTRICO NO BRASIL**

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

No negócio de geração, a Outorgada além de vender energia por meio dos leilões para as distribuidoras por meio do mercado cativo, também vende energia à Consumidores Livres no mercado livre – ACL. No mercado livre - ACL, a energia é negociada por meio das concessionárias de geração, PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas, autogeradores, comercializadores e importadores de energia. Consumidores livres são aqueles cuja demanda excede a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas em vez de geradores privados, são obrigados a fazê-lo através de um processo de leilão.

De acordo com os contratos de concessão de transmissão, a Companhia está autorizada a cobrar a TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão.

Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

## 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.

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS		Atos			Termo Final da Concessão
					Nº de	Localização	Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
					Unidades Geradoras	(Rio/Município/UF)				
Jacuí	180	1,672	5,403	6,98	6	Rio Jacuí/Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo Real	158	2,533	8,091	10,42	2	Rio Jacuí/ Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 278, 11/08/99	-	31/12/2042
Canastra*	44,8	-	-	-	2	Rio Santa Maria/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Bugres*	19,2	-	-	-	2	Rio Santa Cruz/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ernestina	4,96	-	-	-	1	Rio Jacuí/ Ernestina/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Capigui*	4,47	-	-	-	3	Rio Capigui/Passo Fundo/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Guarita*	1,76	-	-	-	1	Rio Guarita/Erval Seco/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Herval*	1,52	-	-	-	2	Rio Cadeia/Santa Maria do Herval/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Santa Rosa*	1,58	-	-	-	1	Rio Santa Rosa/Três de Maio/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo do Inferno*	1,49	-	-	-	1	Rio Santa Cruz/São Francisco de Paula/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Forquilha*	1,118	-	-	-	1	Rio Forquilha/Maximiliano de Almeida/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ijuizinho*	1,118	-	-	-	1	Rio Ijuizinho/Eugênio de Castro/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042

\* Usinas não despachadas centralizadamente.

A Usina de Toca, localizada no município de São Francisco de Paula, por ser menor que 1 MW, e estar enquadrada em uma legislação específica, não é objeto de renovação nas atuais condições e portanto deverá ser requerida a autorização ao poder concedente por ocasião do vencimento da atual concessão em 07/07/2015.

A CEEE-GT, conforme Despacho da ANEEL nº 259 de 21/07/1999 tem um registro da Pequena Central Hidrelétrica Ivaí, com potência instalada de 0,768 MW, localizada no rio Ivaí, município de Júlio de Castilhos.

Em 31 de outubro de 2012 o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Ministerial nº 578, definindo as tarifas iniciais para as Usinas Hidrelétricas enquadradas no art. 1º da MP 579, com base no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG.

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 usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes as usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 15.

#### *1.1.1.1. Aspectos Regulatórios*

##### *a) Repactuação do Risco Hidrológico*

As condições hidrológicas adversas ocorridas no último triênio, somada às decisões operativas e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), afetaram financeiramente os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A Companhia, com o objetivo de se proteger financeiramente dos valores a ela atribuídos a título de risco hidrológico, bem como do rateio dos valores proveniente de outros agentes protegidos judicialmente, ingressou com ação judicial e obteve decisão liminar, com efeitos a partir de março de 2015, limitando a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física das usinas modeladas no perfil da CEEE-GT junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que não foram objeto de renovação das Concessões prevista na Lei nº 12.783/2013.

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.

#### *1.1.2. Concessão 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.

##### *1.1.2.1. 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.

No que tange aos 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.

Finalmente, conforme Despacho Nº 1.643 emitido pela ANEEL em 16 de junho de 2016, a CEEE-GT obteve como montante homologado de indenização pertinente aos ativos não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, o valor de R\$836.283, na data base de 31 de dezembro de 2012. Sendo que o valor bruto dos bens para fins de indenização (Valor Novo de Reposição - VNR) totalizou R\$ 2.741.278, conforme processo nº 48500.000805/2014-52.

Dentro deste contexto, foi emitida em 20 de abril de 2016 a Portaria Nº 120 MME, a qual estabeleceu que os valores homologados pela ANEEL a título dos ativos não depreciados em 31 de maio de 2000, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das transmissoras, sendo o custo de capital destes adicionados às suas Receitas Anuais Permitidas – RAP.

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.

#### *1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL*

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.

## 2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas na declaração de práticas contábeis.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para Demonstrações Contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das Demonstrações contábeis estatutárias societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciadas de algumas normas contábeis societária e regulatória, estas diferenças estão explicadas em notas explicativas, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas Demonstrações Contábeis preparadas de acordo com estas práticas.

## 3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas Demonstrações Contábeis Societárias apresentadas na nota explicativa nº 4, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

**Imobilizado em serviço:** Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação registrado em 31 de dezembro de 2016. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador.

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da outorga (concessão, permissão e/ou autorização). O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

**Imobilizado em curso:** Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A outorgada agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as empresas de distribuição de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

**Intangível:** Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear.

Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

**Obrigações especiais vinculadas à concessão:** Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

**Reconhecimento de receita:** A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada é medido pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é faturada. A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado. Historicamente, a diferença entre a receita não faturada estimada e o consumo real, a qual é reconhecida no mês subsequente, não tem sido relevante. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento. A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

#### 4. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

Composição das Contas a Receber:

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES						VALORES RENEGOCIADOS					TOTAL 2018	TOTAL 2017	
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDA				Provisão para Devedores Duvidosos	RENEGOCIADA A VENCER		RENEGOCIADA VENCIDA				Provisão para Devedores Duvidosos
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Suprimento Energia - Moeda Nacional .....	20.696	-	-	-	-	11	(11)	-	-	-	-	-	20.696	21.400
Encargos de Uso da Rede Elétrica .....	80.136	-	-	591	123	4.060	(4.774)	-	-	-	-	-	80.136	95.024
Energia de Curto Prazo - CCEE .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.367
Diversos .....	501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	501	463
<b>TOTAL</b>	<b>101.333</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>591</b>	<b>123</b>	<b>4.071</b>	<b>(4.785)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>101.333</b>	<b>190.254</b>

A provisão para créditos de liquidação duvidosa no valor de R\$4.785 (R\$10.615 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

#### 5. IMOBILIZADO

##### 5.1. A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
<b>Geração</b>										
Terrenos .....	20.712	-	-	-	-	20.712	-	-	20.712	20.712
Reservatório, barragens e adutoras .....	458.811	-	(35.343)	3.227	-	426.695	(32.116)	(365.749)	60.946	61.059
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	51.685	-	(324)	537	-	51.898	213	(47.222)	4.676	4.607
Máquinas e Equipamentos .....	372.210	-	(37.763)	1.258	-	335.705	(36.505)	(265.677)	70.028	75.863
Veículos .....	2.666	-	-	97	-	2.763	97	(2.728)	35	44
Móveis e Utensílios .....	956	-	(18)	(1)	-	937	(19)	(845)	92	111
<b>Transmissão</b>										
Terrenos .....	28.660	-	-	128	-	28.788	128	-	28.788	28.660
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	138.511	-	-	2.734	-	141.245	2.734	(120.165)	21.080	19.951
Máquinas e Equipamentos .....	4.119.406	-	(23.560)	139.913	-	4.235.759	116.353	(2.830.470)	1.405.289	1.377.381
Veículos .....	7.666	-	-	(488)	-	7.178	(488)	(6.951)	227	249
Móveis e Utensílios .....	2.134	-	(16)	(4)	-	2.114	(20)	(1.829)	285	327
<b>Administração</b>										
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	1.828	-	-	-	-	1.828	-	(342)	1.486	1.540
Máquinas e Equipamentos .....	7.052	-	(351)	1.560	290	8.551	1.209	(3.438)	5.113	4.682
Veículos .....	3.523	-	(56)	546	-	4.013	490	(3.297)	716	894
Móveis e Utensílios .....	1.240	-	(3)	3	-	1.240	-	(1.022)	218	240
<b>Não Vinculados</b>										
Terrenos .....	287.346	-	-	-	-	287.346	-	-	287.346	287.346
Edificações .....	19.763	-	-	-	-	19.763	-	(13.110)	6.653	6.884
Máquinas .....	2.655	-	(43)	-	-	2.612	(43)	(2.304)	308	425
Veículos .....	112	-	-	-	-	112	-	(112)	-	-
Móveis e Utensílios .....	3.654	-	-	-	-	3.654	-	(3.573)	81	89
(-)Prov p/ajuste ao valor de recup de ativos	(754.886)	-	-	-	24.858	(730.028)	-	634.406	(95.622)	(99.547)
<b>Subtotal</b>	<b>4.775.704</b>	<b>-</b>	<b>(97.477)</b>	<b>149.510</b>	<b>25.148</b>	<b>4.852.885</b>	<b>52.033</b>	<b>(3.034.428)</b>	<b>1.818.457</b>	<b>1.791.517</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil</b>										
<b>Geração</b>										
Máquinas e Equipamentos .....	17.330	37.461	-	(1.275)	-	53.516	36.186	-	53.516	17.330
Outros .....	11.619	3.323	-	(3.764)	34	11.212	(441)	-	11.212	11.619
<b>Transmissão</b>										
Máquinas e Equipamentos .....	202.535	89.245	-	(140.365)	-	151.415	(51.120)	-	151.415	202.535
Outros .....	56.336	(9.869)	-	(2.881)	-	43.586	(12.750)	-	43.586	56.336
<b>Administração</b>										
Máquinas e Equipamentos .....	1.033	1.490	-	(1.125)	-	1.398	365	-	1.398	1.033
Outros .....	584	33	-	-	-	551	(33)	-	551	584
<b>Total do Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>289.437</b>	<b>121.617</b>	<b>-</b>	<b>(149.410)</b>	<b>34</b>	<b>261.678</b>	<b>(27.793)</b>	<b>-</b>	<b>261.678</b>	<b>289.437</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>5.065.141</b>	<b>121.617</b>	<b>(97.477)</b>	<b>100</b>	<b>25.182</b>	<b>5.114.563</b>	<b>24.240</b>	<b>(3.034.428)</b>	<b>2.080.135</b>	<b>2.080.954</b>

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	2018			2017	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração	2,33%				
Custo histórico (voc)		537.780	(386.421)	151.359	156.301
Correção monetária especial (CME)		300.930	(295.800)	5.130	6.094
Transmissão	3,11%				
Custo histórico		2.061.562	(988.402)	1.073.160	993.070
Correção monetária especial		410.502	(383.286)	27.216	34.152
Reavaliação		1.943.020	(1.587.727)	355.293	399.346
Administração	11,35%				
Custo histórico		15.300	(7.767)	7.533	7.356
Correção monetária especial		332	(332)	-	-
Atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	4,02%				
Custo histórico		313.487	(19.099)	294.388	294.745
(-) Prov p/ajuste ao valor de recup de ativos		(730.028)	634.406	(95.622)	(99.547)
<b>Total do Ativo Imobilizado em Serviço</b>		<b>4.852.885</b>	<b>(3.034.428)</b>	<b>1.818.457</b>	<b>1.791.517</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		64.728	-	64.728	28.949
Transmissão		195.001	-	195.001	258.871
ADM		1.949	-	1.949	1.617
<b>Total do Ativo Imobilizado em Curso</b>		<b>261.678</b>	<b>-</b>	<b>261.678</b>	<b>289.437</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>		<b>5.114.563</b>	<b>(3.034.428)</b>	<b>2.080.135</b>	<b>2.080.954</b>

## 5.2. A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
	Geração									
Softwares .....	853	-	-	-	-	853	-	(598)	255	361
Transmissão										
Serviços .....	64.471	-	-	5.397	-	69.868	5.397	-	69.868	64.471
Softwares .....	1.764	-	(77)	229	-	1.916	152	(1.037)	879	952
Administração										
Softwares .....	5.733	-	-	37.324	-	43.057	37.324	(3.998)	39.059	3.404
Não Vinculados										
Intangíveis .....	58	-	-	-	-	58	-	(29)	29	40
(-) Ajuste pelo valor da renovação	(7)	-	-	-	(14.899)	(14.906)	-	7	(14.899)	-
<b>Total do Intangível em Serviço</b>	<b>72.872</b>	<b>-</b>	<b>(77)</b>	<b>42.950</b>	<b>(14.899)</b>	<b>100.846</b>	<b>42.873</b>	<b>(5.655)</b>	<b>95.191</b>	<b>69.228</b>
Ativo Intangível em Curso - R	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Geração										
Softwares .....	598	8	-	(8)	-	598	-	-	598	598
Transmissão										
Serviços .....	8.445	39	-	(5.397)	-	3.087	(5.358)	-	3.087	8.445
Outros .....	222	327	-	(229)	-	320	98	-	320	222
Administração										
Softwares .....	21.591	17.290	-	(37.324)	-	1.557	(20.034)	-	1.557	21.591
<b>Total do Intangível em Curso</b>	<b>30.856</b>	<b>17.664</b>	<b>-</b>	<b>(42.958)</b>	<b>-</b>	<b>5.562</b>	<b>(25.294)</b>	<b>-</b>	<b>5.562</b>	<b>30.856</b>
<b>Total do Intangível</b>	<b>103.728</b>	<b>17.664</b>	<b>(77)</b>	<b>(8)</b>	<b>(14.899)</b>	<b>106.408</b>	<b>17.579</b>	<b>(5.655)</b>	<b>100.753</b>	<b>100.084</b>

Ativo Intangível - R\$ Mil	2018			2017	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração	2,33%				
Custo histórico (voc)		853	(598)	255	361
Transmissão	0,94%				
Custo histórico		34.387	(1.037)	33.350	28.027
Correção monetária especial		4.546	-	4.546	4.546
Reavaliação		32.851	-	32.851	32.850
Administração	6,98%				
Custo histórico		43.057	(3.998)	39.059	3.404
Atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19,92%				
Custo histórico		58	(29)	29	40
(-) Prov p/ajuste ao valor de recup de ativos		(14.906)	7	(14.899)	-
<b>Total do Intangível em Serviço</b>		<b>100.846</b>	<b>(5.655)</b>	<b>95.191</b>	<b>69.228</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		598	-	598	598
Transmissão		3.407	-	3.407	8.667
ADM		1.557	-	1.557	21.591
<b>Total do Intangível em Curso</b>		<b>5.562</b>	<b>-</b>	<b>5.562</b>	<b>30.856</b>
<b>Total do Intangível</b>		<b>106.408</b>	<b>(5.655)</b>	<b>100.753</b>	<b>100.084</b>

### 5.3. A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Outros Gastos	Total
Terrenos	-	26	-	-	26
Reservatórios, Barragens e Adutoras	(393)	915	5	-	527
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2.117	4	1	-	2.122
Máquinas e Equipamentos	47.419	69.393	11.241	143	128.196
A Ratear	327	(13.531)	1.938	14	(11.252)
Desenvolvimento de Projetos	-	102	580	6	688
Material em Depósito	3.721	-	-	-	3.721
Outros	(2.377)	-	-	-	(2.377)
<b>Total das Adições</b>	<b>50.814</b>	<b>56.909</b>	<b>13.765</b>	<b>163</b>	<b>121.651</b>

#### 5.4. Taxas Anuais de Depreciação:

	Taxas anuais de depreciação
	%
<b>Geração</b>	
Comporta	3,33
Edificação	3,33
Gerador	3,33
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57
Reservatório, Barragem e Adutora	2
Transformador de Força	2,86
Turbina Hidráulica	2,5
<b>Transmissão</b>	
Condutor > 69kV	2,7
Disjuntor > 69kV	3,03
Estrutura (Torre)	2,7
Estrutura Suporte de Equipamento	3,13
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57
Sistema de Aterramento	3,03
Transformador de Força	2,86
<b>Administração Central</b>	
Equipamento Geral	6,25
Equipamento Geral de Informática	16,67
Veículos	14,29

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

#### 5.5. As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

Consolidado		
Descrição do bem		em R\$ mil
1. SISTEMA DE PROTEÇÃO		26.265
2. ESTRUTURA (TORRE)		17.093
3. TRANSFORMADOR DE FORÇA		14.303
4. AUTO TRANSFORMADOR DE FORÇA		10.458
5. TRANSFORMADOR DE MEDIDA		797
6. BARRAMENTO		7.092
7. CHAVE SECCIONADORA > 69kV		6.798
8. ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO		6.297
9. DISJUNTOR		5.606
10. CONDUTOR > 69kV		4.338

## 5.6. As dez principais baixas (pelo critério de valor) do imobilizado em serviço no exercício foram:

<b>Consolidado</b>		
<b>Descrição do bem</b>		<b>em R\$ mil</b>
1.	COMPORTA	(3.378)
2.	TURBINA HIDRÁULICA	(32.810)
3.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	(10.609)
4.	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	(4.312)
5.	GERADOR	(3.725)
6.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	(3.205)
7.	ESTRUTURA (POSTE,TORRE)	(1.665)
8.	CHAVE	(1.642)
9.	SISTEMA DE PROTECAO MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO	(1.527)
10.	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	(1.222)

## 6. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	ABERTURA DO ENDIVIDAMENTO - R\$ Mil														
	Juros de	Principal	Principal e	Saldo	Data Captação	Tipo de	Indexador	Spread	Data Próximo	Frequência	Data Próxima	Vencimento	Frequência	Sistemática	
	Curto Prazo	Curto Prazo	Juros LP	Total											Adimplente
Financ.Emprést. Moeda Estrangeira	3.575	28.689	504.672	536.936											
Ag. Francesa de Desenvolvimento - AFD	3.570	11.738	199.547	214.855	Sim	21/12/2012	Aval/Fiança	US\$ Libor	0,25% a 6,83% + 0,50%	31/01/2019	Semestral	31/01/2019	31/07/2036	Semestral	SAC
Bc. Interamericano Desenvolvimento - BID	5	16.951	305.125	322.081	Sim	28/12/2012	Aval/Fiança	US\$ Libor	Libor+0,75%	15/01/2019	Semestral	15/01/2019	15/12/2036	Semestral	SAC
Financ.Emprést. Moeda Nacional	-	6.720	43.687	50.407											
BNDES	-	6.720	43.687	50.407	Sim	18/03/2013	Outras	TJLP	3,05%	15/01/2019	Mensal	15/01/2019	15/01/2029	Mensal	SAC
Dívidas com Fundo de Pensão	-	137.355	943.113	1.080.468											
Benefício Pós Emprego	-	131.532	875.634	1.007.166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fundação ELETROCEEE	-	5.823	67.479	73.302	-	09/02/2012	Outras	INPC	6,63%	31/01/2019	Mensal	31/01/2019	31/05/2031	Mensal	SAC

### 6.1. Abertura dos Ativos Financeiros – R\$ Mil

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Juros de	Principal	Principal e	Saldo
	Curto Prazo	Curto Prazo	Juros LP	Total
<b>Ativos Financeiros</b>	-	<b>284.930</b>	<b>373.249</b>	<b>658.179</b>
<b>Caixa e Aplicações Financeiras</b>	-	<b>284.930</b>	<b>9</b>	<b>284.939</b>
Saldo Final de Caixa - Conta 1101	-	1.161	-	1.161
Títulos do Governo	-	102.734	-	102.734
Aplic. Financ. Outros Fundos de Invest.	-	181.035	9	181.044
<b>Mútuos Ativos</b>	-	-	<b>373.240</b>	<b>373.240</b>

## 6.2. Composição do Endividamento e Dívida Líquida - R\$ Mil

### COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO E DÍVIDA LÍQUIDA

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2018	Total 2017
<b>Dívida Bruta</b>	<b>3.575</b>	<b>232.526</b>	<b>1.505.842</b>	<b>1.741.943</b>	<b>1.382.914</b>
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	3.575	28.689	504.672	536.936	349.088
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	-	6.720	43.687	50.407	56.866
Fundo de Pensão	-	137.355	943.113	1.080.468	901.011
Intrasetoriais	-	59.762	14.371	74.133	75.949
<b>(-) Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(182.196)</b>	<b>(373.249)</b>	<b>(555.446)</b>	<b>(352.544)</b>
Alta Liquidez	-	(1.161)	-	(1.161)	(2.080)
Demais Aplicações Financeiras	-	(181.035)	(9)	(181.044)	(279.505)
Mútuos Ativos (Empresas Ligadas)	-	-	(373.240)	(373.240)	(70.959)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.575</b>	<b>50.330</b>	<b>1.132.593</b>	<b>1.186.498</b>	<b>1.030.370</b>

## 7. 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-autárquicos 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:

	CONTROLADORA	
	31/12/2018	31/12/2017
<b>CIRCULANTE</b>		
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP .....	215	349
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	34.814	44.693
Contrato 1254/95 - Plano Único .....	3.012	1.737
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	46.356	61.188
Contrato 1254/95 - CEEEPREV .....	2.811	1.620
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA .....	50.147	86.528
	<b>137.355</b>	<b>196.115</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	2.019	1.957
Provisão Plano Único .....	79.440	39.550
Contrato 1254/95 - Plano Único .....	32.569	34.490
Provisão Plano CEEEPREV .....	614.772	429.379
Contrato 1254/95 - CEEEPREV .....	34.909	36.968
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA .....	179.404	162.552
	<b>943.113</b>	<b>704.896</b>
<b>Total</b>	<b>1.080.468</b>	<b>901.011</b>

### **7.1. 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.

### **7.2. Planos de Benefícios CEEEPREV**

O CEEEPREV 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 salgado é um benefício vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV 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 CEEEPREV são acessíveis a todos os empregados da categoria CLT da Companhia, onde esta efetua contribuições de forma conjunta com seus empregados. O Plano CEEEPREV 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 CEEEPREV, 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.

### **7.3. 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 a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

Dado esse contexto, a Companhia efetuou consulta formal à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na data de 28 de novembro de 2013, questionando o adequado tratamento contábil e recebeu, por intermédio do Ofício 189/2016/CVM/SEP/GEA-5 da datado de 5 de setembro de 2016, na qual a CVM expressa a posição de que não haveria óbice em relação ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária.

Ainda, conforme conteúdo do Memorando nº 11/2016-CVM/SNC/GNC, de 19 de maio de 2016, a SNC/CVM já expôs que: *“Conclusão: Com base em todo exposto, esta SNC ratifica posicionamento favorável ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária, e que os fundamentos para tal entendimento, conforme já mencionado, são os mesmos devidamente esclarecidos no MEMO SNC/GNC/Nº 001/14. Quanto aos requisitos para o cálculo do déficit atuarial, reafirmamos que eles devem estar de acordo com o estabelecido nas disposições sobre Reconhecimento e Mensuração de Plano de Benefício Definido, contidas no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados.”*

#### **7.4. 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 possuísem. 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 à 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.

### 7.5. 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 Único	CTP	EXA	CEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	4,76% a.a.	4,69% a.a.	4,33% a.a.	4,88% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	4,76% a.a.	4,69% a.a.	4,33% a.a.	4,88% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	3,47% a.a.	N/A	N/A	3,47% a.a.
Expectativa de Inflação	4,01% a.a.	4,01% a.a.	4,01% a.a.	4,01% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,64%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 male	UP-94 male Agravada em 10%	UP-94 male Agravada em 10%	BR-EMSsb-2015-m
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-83 male	N/A	N/A	BR-EMSsb-v.2010-m
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx 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).

## 7.6. 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:

### CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)	(1.131.065)	(2.304)	(276.927)	(1.712.781)	(3.123.077)
Custo do serviço corrente	1.111	-	-	(5.098)	(3.987)	(430)	-	-	(6.268)	(6.698)
Custo de juros	(120.919)	(222)	(27.249)	(186.204)	(334.595)	(113.542)	(241)	(27.645)	(186.204)	(327.632)
Ganho / (perda) atuarial	(147.445)	82	(3.369)	(166.580)	(317.311)	63.704	34	6.129	(68.977)	889
Contribuições de participantes realizada no período	(3.404)	-	-	(1.465)	(4.869)	-	-	-	-	-
Benefícios pagos pelo plano	117.390	215	50.148	147.307	315.059	40.584	202	49.364	136.545	226.694
<b>Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício</b>	<b>(1.294.016)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(2.049.726)</b>	<b>(3.575.526)</b>	<b>(1.140.749)</b>	<b>(2.309)</b>	<b>(249.080)</b>	<b>(1.837.685)</b>	<b>(3.229.823)</b>

### ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.004.297)	-	-	(1.352.425)	(2.356.723)	(908.731)	-	-	(1.310.004)	(2.218.734)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(1.011.089)
<b>Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício</b>	<b>(1.294.016)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(2.049.726)</b>	<b>(3.575.526)</b>	<b>(1.140.749)</b>	<b>(2.309)</b>	<b>(249.080)</b>	<b>(1.837.685)</b>	<b>(3.229.823)</b>

Estatus do Plano

Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialment e coberto	Parcialmente coberto	Parcialment e coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto

### CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	908.731	-	-	1.310.004	2.218.735	868.642	-	-	1.214.916	2.083.559
Retorno esperado dos ativos do plano	96.325	-	-	132.737	229.062	91.223	-	-	292.095	383.318
Ganhos / (perdas) atuariais	83.187	-	-	10.921	94.108	40.617	-	-	(86.931)	(46.314)
Contribuições do empregador	30.039	215	50.148	44.606	125.008	26.975	202	49.364	31.542	108.083
Contribuições de participantes do plano	3.404	-	-	1.465	4.869	2.112	-	-	1.693	3.805
Benefícios pagos pelo plano	(117.390)	(215)	(50.148)	(147.307)	(315.059)	(120.837)	(202)	(49.364)	(143.311)	(313.713)
<b>Valor justos dos ativos do plano no final do exercício</b>	<b>1.004.297</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.352.425</b>	<b>2.356.723</b>	<b>908.731</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.310.004</b>	<b>2.218.735</b>

## 7.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
<b>CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO</b>										
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	<b>(1.218.803)</b>	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	<b>(1.011.089)</b>
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	144.860	-	-	-	<b>144.860</b>	116.009	-	-	-	<b>116.009</b>
<b>Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício</b>	<b>(144.860)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(697.300)</b>	<b>(1.073.944)</b>	<b>(116.009)</b>	<b>(2.309)</b>	<b>(249.080)</b>	<b>(527.682)</b>	<b>(895.080)</b>
<b>MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO</b>										
	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	<b>(895.080)</b>	(131.212)	(2.304)	(276.927)	(497.865)	<b>(908.308)</b>
Pagamentos para o plano	30.039	215	50.148	44.606	<b>125.008</b>	40.584	202	49.364	10.277	<b>100.426</b>
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(47.704)	82	(3.369)	(155.659)	<b>(206.650)</b>	(13.745)	34	6.129	17.954	<b>10.371</b>
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(11.186)	(222)	(27.249)	(58.566)	<b>(97.223)</b>	(11.636)	(241)	(27.645)	(58.048)	<b>(97.570)</b>
<b>Passivo referente ao Benefício Definido</b>	<b>(144.860)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(697.300)</b>	<b>(1.073.944)</b>	<b>(116.009)</b>	<b>(2.309)</b>	<b>(249.080)</b>	<b>(527.682)</b>	<b>(895.080)</b>
<b>COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO</b>										
	2018				2019 - Estimado					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente líquido	(1.111)	-	-	5.098	<b>3.987</b>	(661)	-	-	6.398	<b>5.738</b>
Custo de juros	60.460	222	27.249	186.204	<b>274.136</b>	52.729	189	17.896	179.420	<b>250.235</b>
Retorno esperado dos ativos dos plano	(48.163)	-	-	(132.737)	<b>(180.900)</b>	(41.150)	-	-	(118.144)	<b>(159.295)</b>
<b>Total da despesa do exercício</b>	<b>11.186</b>	<b>222</b>	<b>27.249</b>	<b>58.566</b>	<b>97.223</b>	<b>10.918</b>	<b>189</b>	<b>17.896</b>	<b>67.675</b>	<b>96.678</b>
<b>AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES</b>										
	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(276.085)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	<b>(494.746)</b>	(262.341)	(1.537)	(65.236)	(176.004)	<b>(505.118)</b>
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(47.704)	82	(3.369)	(155.659)	<b>(206.650)</b>	(13.745)	34	6.129	17.954	<b>10.372</b>
<b>Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício</b>	<b>(323.790)</b>	<b>(1.421)</b>	<b>(62.476)</b>	<b>(313.708)</b>	<b>(701.395)</b>	<b>(276.086)</b>	<b>(1.503)</b>	<b>(59.107)</b>	<b>(158.050)</b>	<b>(494.746)</b>

## 7.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2018							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(53.126)	-4,11%	(82)	-3,65%	(4.718)	-2,06%	(100.668)	-4,91%
Redução de 0,5%	57.288	4,43%	87	3,90%	4.916	2,14%	110.210	5,38%
Expectativa de Vida								
Aumento da Expectativa em 1 ano	34.270	2,65%	71	3,18%	12.634	5,50%	41.029	2,00%
Redução da Expectativa em 1 ano	(34.537)	-2,67%	(71)	-3,19%	(12.236)	-5,33%	(41.816)	-2,04%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	77	0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	7.481	0,36%
Redução de 0,5%	(76)	-0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	(6.525)	-0,32%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE A OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	TOTAL
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	57.208	105.011	7.367	102.592	272.177
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários	12.325	N/A	N/A	16.903	29.229
Alteração na tábua de mortalidade geral	38.708	N/A	N/A	72.909	111.616
Alteração na tábua de mortalidade de inválidos	1.664	N/A	N/A	5.172	6.836
Reconhecimento do desconto dos ex-autárquicos	N/A	N/A	(9.166)	N/A	(9.166)
Experiência da população	37.321	(187.312)	5.168	(50.519)	(195.343)
Alteração no fator de capacidade	219	N/A	-	19.523	19.742
Total das perdas / (ganhos)apuradas no exercício	<u>147.445</u>	<u>(82.301)</u>	<u>3.369</u>	<u>166.580</u>	<u>235.092</u>

## 8. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

	31/12/2018	31/12/2017
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
IRPJ/CSLL sobre Prejuízo e Base Negativa .....	42.061	42.061
IRPJ/CSLL sobre Demais Provisionamentos .....	28.334	28.334
	<u>70.395</u>	<u>70.395</u>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda .....	9.421	8.873
	<u>9.421</u>	<u>8.873</u>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE LÍQUIDO</b>	<u>60.974</u>	<u>61.522</u>

## 9. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

### 9.1. Movimentação da provisão para contingências

	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Total
Saldos em 31/12/2017	83.696	82.662	571	166.929
Constituição .....	64.730	9.678	4.358	78.766
Baixas/reversão .....	(57.531)	(31.872)	(55)	(89.458)
Atualização .....	13.954	16.596	179	30.729
Saldos em 31/12/2018	<u>104.849</u>	<u>77.064</u>	<u>5.053</u>	<u>186.966</u>

## 9.2. 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:

	31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	36.708	440	-	37.148
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	102.907	76.681	5.067	18.455
Subtotal Riscos Prováveis	139.615	77.121	5.067	221.803
(-) Depósitos judiciais	(34.766)	(57)	(14)	(34.837)
Total não circulante	68.141	76.624	5.053	149.818
Total geral	104.849	77.064	5.053	186.966

	31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	17.780	2.371	-	20.151
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	99.429	80.310	586	180.325
Subtotal Riscos Prováveis	117.209	82.681	586	200.476
(-) Depósitos judiciais	(33.513)	(20)	(15)	(33.548)
Total não circulante	65.916	80.291	571	146.778
Total geral	83.696	82.662	571	166.929

## 10. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>			
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(29.865)	(596)	(30.461)
Pesquisa e Desenvolvimento	(195)	-	(195)
<b>Em curso</b>			
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(184)	-	(184)
<b>Total</b>	<b>(30.244)</b>	<b>(596)</b>	<b>(30.839)</b>

## 11. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 11.1. Capital Social

O capital social em 31 de dezembro de 2018 representa R\$915.633 e sua composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Ordinárias		Preferenciais		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR .....	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92
ELETROBRÁS .....	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59
Municípios .....	34.564	0,36	53.446	32,69	88.010	0,91
Custódia BM&F Bovespa.....	33.808	0,35	20.622	12,32	54.430	0,56
Outros .....	504	0,01	1.220	0,90	1.724	0,02
	<b>9.516.732</b>	<b>100,00</b>	<b>164.014</b>	<b>100,00</b>	<b>9.680.746</b>	<b>100,00</b>

### 11.2. Reservas 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. Em março de 2010 foi definido em assembleia Geral que R\$200.000 seria efetivado como aumento de capital, restando R\$1.009.304.

## 12. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2018	2017
<b>Pessoal</b>	<b>346.530</b>	<b>326.590</b>
Remuneração	143.690	134.218
Encargos	58.265	52.936
Previdência Privada - Corrente	10.581	9.377
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	104.669	102.611
Programa de demissão voluntária	2.981	7.688
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	19	80
Outros benefícios - Corrente	26.326	19.678
<b>Administradores</b>	<b>967</b>	<b>1.101</b>
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	952	1.088
Benefícios dos administradores	15	13
<b>Total</b>	<b>347.497</b>	<b>327.691</b>

### 13. DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO DO EXERCÍCIO SEGREGADO POR ATIVIDADE

Em atendimento às instruções e orientações da ANEEL, apresentamos a Demonstração do Resultado do Exercício Segregado por atividade e simplificada - até a rubrica de Resultado da Atividade - de 31 de dezembro de 2018, das Unidades de Negócio: Geração (G), Transmissão (T).

R\$ Mil em 2018	Geração	Transmissão	Total
<b>Receita / Ingresso</b>	<b>439.411</b>	<b>841.369</b>	<b>1.280.780</b>
Suprimento de energia elétrica	339.272	-	339.272
Energia Elétrica de Curto Prazo	100.139	-	100.139
Disponibilização do sistema de Transmissão e Distribuição	-	841.369	841.369
<b>Tributos</b>	<b>(33.928)</b>	<b>(77.339)</b>	<b>(111.267)</b>
PIS/PASEP	(6.051)	(13.796)	(19.848)
Cofins	(27.877)	(63.543)	(91.420)
<b>Encargos</b>	<b>(26.046)</b>	<b>(73.640)</b>	<b>(99.687)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(3.794)	(6.904)	(10.698)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	(3.025)	(3.025)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(48.320)	(48.320)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(21.775)	-	(21.775)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(477)	(2.610)	(3.087)
Outros Encargos	-	(12.781)	(12.781)
<b>Receita Líquida/Ingresso Líquido</b>	<b>379.437</b>	<b>690.390</b>	<b>1.069.827</b>
<b>Custos não gerenciáveis</b>	<b>(176.037)</b>	<b>-</b>	<b>(176.037)</b>
Energia Elétrica comprada para revenda	(122.356)	-	(122.356)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(53.681)	-	(53.681)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>203.400</b>	<b>690.390</b>	<b>893.790</b>
<b>Custos gerenciáveis</b>	<b>(188.360)</b>	<b>(388.890)</b>	<b>(577.250)</b>
Pessoal e Administradores	(143.881)	(203.616)	(347.497)
Material	(1.387)	(4.958)	(6.345)
Serviços de terceiros	(18.205)	(26.356)	(44.561)
Arrendamento e aluguéis	(750)	(5.419)	(6.169)
Seguros	(203)	-	(203)
Provisões	(11.157)	(7.452)	(18.609)
( - ) Recuperação de despesas	4.646	960	5.606
Tributos	(1.960)	(872)	(2.832)
Depreciação e Amortização	(12.003)	(119.153)	(131.156)
Gastos diversos	(10.293)	(25.959)	(36.252)
Outras Receitas Operacionais	7.211	8.272	15.483
Outras Despesas Operacionais	(378)	(4.337)	(4.715)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>15.040</b>	<b>301.500</b>	<b>316.540</b>

Principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações por Unidades de Negócio:

Nas Unidades de Negócio foram consideradas as receitas operacionais faturadas aos consumidores externos, acrescidas dos faturamentos de transferências virtuais entre as Unidades de Negócio da Outorgada, por transferências de preços contratadas entre as partes, conforme segue:

As receitas e despesas operacionais estão contabilizadas em cada Unidade de Negócio, acrescidas dos valores apurados com base nas receitas transferidas entre elas.

As deduções, tais como impostos, contribuições e quotas para a Reserva Global de Reversão - RGR, foram calculadas sobre o montante das receitas escrituradas e virtuais, aplicando-se as alíquotas ou taxas efetivamente incorridas na Outorgada.

## **14. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO**

### **14.1. Reajuste Tarifário – Geração**

Decorrente deste reposicionamento tarifário foi definida uma parcela de ajuste de R\$ (24.577), sobre a Receita Anual Permitida – RAP, a ser compensado em 12 meses a partir de 1º de julho de 2010.

A Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018, 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. A RAG homologada é de R\$ 115,2 para o período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019. Os novos valores da RAG são oriundos do processo de revisão tarifária realizada para o ciclo 2018-2023 e contemplam os valores do Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), Ajustes de Indisponibilidade ou Desempenho Apurados (Ajl), Encargos de Conexão e Uso dos sistemas de Distribuição e Transmissão, além de Encargos como a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e os custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE), eventuais ajustes e a devida atualização monetária. Entre as mudanças instituídas nesta revisão, destaca-se a inclusão na composição da GAG dos Custos de Capital por Investimentos em Melhorias (GAGMel), o que representa uma receita adicional pré-determinada para execução dos investimentos necessários para manutenção da vida útil das instalações até o final do contrato de concessão. Essa inclusão acaba com a necessidade de submissão prévia à ANEEL dos planos de investimentos e garante um fluxo de receitas futuro, gerando previsibilidade para a execução das melhorias nas instalações.

### **14.2. Reajuste Tarifário - Transmissão**

A Resolução Homologatória nº 2.408 de 28 de junho de 2018 estabeleceu a nova RAP da Transmissora que totaliza para o ciclo 2018/2019 R\$ 690 milhões, nela está incluído incremento de R\$ 38 milhões provenientes de obras novas e de atualização monetária, em comparação ao Ciclo 2017/2018. A receita referente aos investimentos não totalmente depreciados vinculados aos bens de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 (Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, instalações de conexão e às Demais Instalações de Transmissão – DITs, previstos na Portaria nº120/2016), como esperado, será R\$ 19 milhões menor que a percebida no ciclo anterior. Este fato ocorre porque houve o recálculo do componente econômico, considerando a depreciação desses ativos ao longo do próximo ciclo.

## **15. CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO**

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada neste Manual. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

## a) Ativo

	2018			2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>						
Caixa e Equivalentes de Caixa .....	182.196	-	182.196	281.576	-	281.576
Concessionárias e Permissionárias .....	101.333	-	101.333	190.254	-	190.254
Tributos Compensáveis .....	22.117	-	22.117	55.474	-	55.474
Almoxarifado Operacional .....	27.509	-	27.509	16.007	-	16.007
Investimentos Temporários .....	548.301	-	548.301	135.585	-	135.585
Despesas Pagas Antecipadamente .....	1.075	-	1.075	1.255	-	1.255
Ativo Financeiro Contratual.....	-	(116.890)	116.890	-	(89.141)	89.141
Ativo da Concessão - Financeiro.....	-	(282.770)	282.770	-	(224.471)	224.471
Outros Ativos Circulantes .....	121.434	-	121.434	73.967	(1)	73.968
	<u>1.003.965</u>	<u>(399.660)</u>	<u>1.403.625</u>	<u>754.118</u>	<u>(313.613)</u>	<u>1.067.731</u>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>						
Tributos Compensáveis .....	6	-	6	5	-	5
Depósitos Judiciais e Cauções .....	45.722	-	45.722	40.748	-	40.748
Tributos Diferidos .....	70.395	-	70.395	70.395	-	70.395
Adiantamento a Acionistas.....	-	-	-	128.397	128.397	-
Ativo Financeiro Contratual.....	-	(772.424)	772.424	-	(700.172)	700.172
Ativo da Concessão - Financeiro.....	-	(1.412.735)	1.412.735	-	(1.399.409)	1.399.409
Outros Ativos Não Circulantes .....	779.045	(1.348)	780.393	844.243	634	843.609
Imobilizado .....	2.080.135	1.537.218	542.917	2.080.954	1.517.366	563.588
Intangível .....	100.753	58.057	42.696	100.084	72.916	27.168
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão	1.460	(644)	2.104	1.460	(634)	2.094
	<u>3.077.516</u>	<u>(591.876)</u>	<u>3.669.392</u>	<u>3.266.286</u>	<u>(380.902)</u>	<u>3.647.188</u>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.081.481</b>	<b>(991.536)</b>	<b>5.073.017</b>	<b>4.020.404</b>	<b>(694.515)</b>	<b>4.714.919</b>

## b) Passivo

	2018			2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>						
Fornecedores .....	137.197	-	137.197	243.102	-	243.102
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	38.984	-	38.984	28.224	-	28.224
Obrigações Sociais e Trabalhistas .....	35.761	-	35.761	32.726	-	32.726
Provisão para Benefícios a Empregados .....	137.355	-	137.355	196.115	-	196.115
Tributos .....	27.439	-	27.439	22.401	-	22.401
Provisão para Litígios .....	37.148	-	37.148	20.151	-	20.151
Passivos Financeiros Setoriais .....	59.762	-	59.762	66.386	-	66.386
Outros Passivos Circulantes .....	43.147	(141.552)	184.699	28.479	(140.746)	169.225
	<u>516.793</u>	<u>(141.552)</u>	<u>658.345</u>	<u>637.584</u>	<u>(140.746)</u>	<u>778.330</u>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>						
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	548.359	-	548.359	377.730	-	377.730
Provisão para Benefícios a Empregados .....	943.113	-	943.113	704.896	-	704.896
Provisão para Litígios .....	149.818	-	149.818	146.778	-	146.778
Encargos Setoriais .....	14.371	-	14.371	9.563	-	9.563
Tributos Diferidos .....	9.421	(318.569)	327.990	8.873	(304.841)	313.714
Obrigações Especiais .....	30.839	30.839	-	30.839	30.839	-
Outros Passivos Não Circulantes .....	58.441	-	58.441	59.608	(1)	59.609
	<u>1.754.362</u>	<u>(287.730)</u>	<u>2.042.092</u>	<u>1.338.287</u>	<u>(274.003)</u>	<u>1.612.290</u>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>2.271.155</b>	<b>(429.282)</b>	<b>2.700.437</b>	<b>1.975.871</b>	<b>(414.749)</b>	<b>2.390.620</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
Capital Social .....	915.633	-	915.633	588.447	-	588.447
Reserva de Capital.....	-	-	-	-	(327.186)	327.186
Reserva de Incentivos Fiscais .....	1.009.304	-	1.009.304	1.209.304	200.000	1.009.304
Reserva Legal .....	-	(31.176)	31.176	-	(20.415)	20.415
Reserva Especial - Dividendos não Distribuídos .....	-	(841.576)	841.576	-	(604.136)	604.136
Reserva Estatutária .....	-	(62.354)	62.354	-	(40.832)	40.832
Reserva Especial de Lucros a Realizar .....	-	-	-	-	(194.505)	194.505
Outros Resultados Abrangentes.....	(145.742)	341.721	(487.463)	127.369	587.895	(460.526)
Lucros ou Prejuízos Acumulados .....	31.131	31.131	-	119.413	119.413	-
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.810.326</b>	<b>(562.254)</b>	<b>2.372.580</b>	<b>2.044.533</b>	<b>(279.766)</b>	<b>2.324.299</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>4.081.481</b>	<b>(991.536)</b>	<b>5.073.017</b>	<b>4.020.404</b>	<b>(694.515)</b>	<b>4.714.919</b>

### c) Demonstração do Resultado do Exercício

Nota	2018			2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Operações em continuidade</b>	<b>1.280.780</b>	<b>95.093</b>	<b>1.185.687</b>	<b>1.109.743</b>	<b>(60.943)</b>	<b>1.170.686</b>
Suprimento de energia elétrica	339.272	5.091	334.181	328.697	4.256	324.441
Energia Elétrica de Curto Prazo	100.139	-	100.139	204.077	-	204.077
Disponibilização do sistema de transmissão	841.369	90.002	751.367	576.969	(65.199)	642.168
<b>Tributos</b>	<b>(111.267)</b>	<b>-</b>	<b>(111.267)</b>	<b>(87.178)</b>	<b>-</b>	<b>(87.178)</b>
PIS/PASEP	(19.847)	-	(19.847)	(15.550)	-	(15.550)
Confins	(91.420)	-	(91.420)	(71.628)	-	(71.628)
<b>Encargos</b>	<b>(99.686)</b>	<b>-</b>	<b>(99.686)</b>	<b>(86.963)</b>	<b>-</b>	<b>(86.963)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(10.698)	-	(10.698)	(9.356)	-	(9.356)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	(48.320)	-	(48.320)	(31.183)	-	(31.183)
Taxa de Fiscalização	(3.087)	-	(3.087)	(2.773)	-	(2.773)
Reserva Global de Reversão - RGR	(3.025)	-	(3.025)	(965)	-	(965)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(21.775)	-	(21.775)	(28.706)	-	(28.706)
Outros Encargos	(12.781)	-	(12.781)	(13.980)	-	(13.980)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>893.790</b>	<b>95.093</b>	<b>798.697</b>	<b>573.885</b>	<b>(60.943)</b>	<b>634.828</b>
<b>Custos não gerenciáveis</b>						
Energia Elétrica comprada para revenda	(122.356)	-	(122.356)	(309.011)	-	(309.011)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(53.681)	-	(53.681)	(52.706)	-	(52.706)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>893.790</b>	<b>95.093</b>	<b>798.697</b>	<b>573.885</b>	<b>(60.943)</b>	<b>634.828</b>
<b>Custos gerenciáveis</b>						
Pessoal e Administradores	12 (239.692)	-	(239.692)	(219.973)	-	(219.973)
Entidade de previdência privada	(107.805)	-	(107.805)	(107.718)	-	(107.718)
Material	(6.345)	(4.423)	(1.922)	(2.582)	-	(2.582)
Serviços de terceiros	(44.561)	-	(44.561)	(55.156)	-	(55.156)
Arrendamento e aluguéis	(6.169)	-	(6.169)	(6.012)	-	(6.012)
Seguros	(203)	-	(203)	(35)	-	(35)
Provisões	(53.017)	-	(53.017)	(54.335)	-	(54.335)
Recuperação de despesas	5.606	-	5.606	1.842	-	1.842
Tributos	(2.832)	-	(2.832)	(5.311)	-	(5.311)
Depreciação e Amortização	(131.156)	(107.263)	(23.893)	(94.052)	(69.229)	(24.823)
Gastos diversos da atividade vinculada	(1.844)	118.016	(119.860)	(9.651)	127.733	(137.384)
Outras Receitas Operacionais	15.483	1.198	14.285	20.259	(299.174)	319.433
Outros Gastos Operacionais	(4.715)	(117)	(4.598)	(1.284)	(1.193)	(91)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>316.540</b>	<b>102.504</b>	<b>214.036</b>	<b>39.877</b>	<b>(302.806)</b>	<b>342.683</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	<b>90.541</b>	<b>-</b>	<b>90.541</b>	<b>39.980</b>	<b>-</b>	<b>39.980</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(81.676)</b>	<b>298</b>	<b>(81.974)</b>	<b>8.481</b>	<b>-</b>	<b>8.481</b>
Despesas financeiras	(253.469)	(519)	(252.950)	(90.610)	-	(90.610)
Receitas financeiras	171.793	817	170.976	99.091	-	99.091
<b>Lucro antes impostos sobre lucro</b>	<b>325.405</b>	<b>102.802</b>	<b>222.603</b>	<b>88.338</b>	<b>(302.806)</b>	<b>391.144</b>
Impostos Diferidos sobre lucro	(88.800)	(39.583)	(49.217)	(11.601)	(15.537)	3.936
<b>Resultado líquido das operações em continuidade</b>	<b>236.605</b>	<b>63.219</b>	<b>173.386</b>	<b>76.737</b>	<b>(318.343)</b>	<b>395.080</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>	<b>236.605</b>	<b>63.219</b>	<b>173.386</b>	<b>76.737</b>	<b>(318.343)</b>	<b>395.080</b>
Atribuível aos:						
Acionistas controladores	236.605	63.219	173.386	76.737	(318.343)	395.080
<b>Lucro por ação</b>						
Básico - Atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	0,61	-	0,45	0,20	-	1,02
Diluído - Atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	0,61	-	0,45	0,20	-	1,02
<b>Lucro por ação originado das operações em continuidade</b>	<b>236.605</b>	<b>63.219</b>	<b>173.386</b>	<b>76.737</b>	<b>(318.343)</b>	<b>395.080</b>
básico - lucro de operações continuadas atribuíveis a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	0,61	-	0,45	0,20	-	1,02
diluído - lucro de operações continuadas atribuíveis a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	0,61	-	0,45	0,20	-	1,02

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes relevantes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

### **15.1. Rede Básica do Sistema Existente - RBSE**

O Montante de R\$1.623.880 (R\$ 1.689.166 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à parcela dos ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000 pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, os quais conforme previsão da Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em seu §2º, art. 15º, são passíveis de indenização pela União.

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 valoraria estes ativos considerando o critério de valor novo de reposição.

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 companhia e mais 120 dias a partir do aceite para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável.

Finalmente, conforme Despacho Nº 1.643 emitido pela ANEEL em 16 de junho de 2016, a CEEE-GT obteve como montante homologado de indenização pertinente aos ativos não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, o valor de R\$836.283, na data base de 31 de dezembro de 2012. Sendo que o valor bruto dos bens para fins de indenização (Valor Novo de Reposição - VNR) totalizou R\$ 2.741.278, conforme processo nº 48500.000805/2014-52.

Dentro deste contexto, foi emitida em 20 de abril de 2016 a Portaria Nº 120 MME, a qual estabeleceu que os valores homologados pela ANEEL a título dos ativos não depreciados em 31 de maio de 2000, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das transmissoras, sendo o custo de capital destes adicionados às suas Receitas Anuais Permitidas – RAP.

Também determinou a Portaria, que o custo de capital destes ativos será reconhecido a partir do processo tarifário de 2017, passando pelo reajuste e revisão conforme as regras previstas nos contratos de concessão, e deverá incorporar a RAP a partir do referido processo, pelo prazo de oito anos.

Além disso, a Portaria Nº 120 MME determinou que o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até a revisão tarifária, deve ser atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio, real, do segmento de transmissão, definido pela ANEEL.

Desta maneira, o montante final de R\$1.623.880 (R\$ 1.689.166 em 31 de dezembro de 2016) é composto pelo valor homologado para fins de indenização, pertinente aos bens da Rede Básica Sistema Existente – RBSE, adicionado do custo de capital (remuneração e depreciação) atualizado até o período de Dezembro de 2016, sendo este remunerado pelo custo de capital próprio do segmento, cálculo este efetuado na melhor estimativa da administração considerando os dados e informações disponíveis, o valor da remuneração dos ativos da RBSE contabilizados em 2017 foram de R\$38.527 e em 2016 totalizaram R\$ 964.871 líquido dos efeitos tributários

## **15.2. Ativos Financeiros da Concessão**

A administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta a Companhia 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 e contemplados na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. Os ativos administrativos e do apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

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.

Ressalta-se que o ICPC 01 não foi contemplado pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, desta maneira sua aplicação não reflete nas informações contábeis regulatórias, sendo os custos necessários empregados pela Outorgada na consecução do objeto da outorga para o Serviço Público de Energia Elétrica, contabilizados regulatoriamente no Imobilizado da Companhia.

## **15.3. Imobilizado**

### **15.3.1 Reavaliação Regulatória Compulsória**

A partir da homologação do laudo de avaliação pela ANEEL, pertinentes aos ativos da RBSE, a companhia reconheceu contabilmente seus efeitos no ativo imobilizado em contrapartida da reserva de reavaliação, adicionando o Valor Novo de Reposição – VNR na data base de dezembro de 2012 e atualizando o mesmo até a data de homologação do referido laudo.

De acordo com a metodologia apresentada na Audiência Pública nº 068/2016, retratada por meio da Nota Técnica nº 336/2016-SGT/ANEEL, o montante referente ao custo de capital dos ativos da RBSE é dado pela soma das

parcelas de remuneração e depreciação, sendo reconhecido a partir do processo tarifário de 2017, que ocorrerá em 1º de julho.

O Reconhecimento do Valor Novo de Reposição em conta de Reserva de Reavaliação é realizado somente na Contabilidade Regulatória, conforme orientação emitida pela ANEEL no Despacho Nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016.

#### **15.3.2 Depreciação**

Os ajustes são decorrentes dos efeitos da aplicação do ICPC 01 - Contratos de Concessão (IFRIC 12), no que concerne às transferências do Ativo Imobilizado no contexto contábil regulatório para o Ativo Financeiro da Concessão e Ativo Intangível da Concessão no contexto contábil societário.

### **15.4. Intangível**

#### **15.4.1 Amortização**

Os ajustes são decorrentes dos efeitos da aplicação do ICPC 01 - Contratos de Concessão (IFRIC 12), no que concerne às transferências do Ativo Imobilizado no contexto contábil regulatório para o Ativo Financeiro da Concessão e Ativo Intangível da Concessão no contexto contábil societário.

### **15.5 Obrigações Especiais**

#### **15.5.1 Reavaliação Regulatória Compulsória**

A partir da homologação do laudo de avaliação pela ANEEL, pertinentes aos ativos da RBSE, a companhia reconheceu contabilmente seus efeitos no ativo imobilizado em contrapartida da reserva de reavaliação, adicionando o Valor Novo de Reposição – VNR na data base de dezembro de 2012 e atualizando o mesmo até a data de homologação do referido laudo.

#### **15.5.2 Amortização**

Os ajustes são decorrentes dos efeitos da aplicação do ICPC 01 - Contratos de Concessão (IFRIC 12), no que concerne às transferências do Ativo Imobilizado no contexto contábil regulatório para o Ativo Financeiro da Concessão e Ativo Intangível da Concessão no contexto contábil societário.

### **15.6. Outros Resultados Abrangentes**

A Reserva de Reavaliação fica inserida no grupo dos Outros Resultados Abrangentes e apresenta contabilização somente nas Demonstrações Regulatórias. É composta do valor novo de reposição dos ativos pertinentes à RBSE, conforme explicitado na nota explicativa 14.6.4.

O Custo atribuído (Deemed Coast), também compõe o grupo Outros Resultados Abrangentes, e segue a prática estabelecida no ICPC 10, o qual não é aplicado na contabilidade regulatória, conforme exposto na nota explicativa 14.7.2.

## **15.7. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01)**

### *15.7.1 Remuneração do Ativo Financeiro*

O ajuste refere-se à remuneração do Ativo Financeiro por meio da Taxa Interna de Retorno - TIR de cada contrato de concessão, que é reconhecida no resultado do exercício.

### *15.7.2 Ativo Intangível*

É composto pelos valores dos serviços de construção e melhorias da infra-estrutura a serviço da concessão, líquidos de amortização, e que serão recebidos pela Concessionária através da cobrança dos usuários do serviço na tarifa de energia elétrica.

A Concessionária amortiza o ativo intangível de uma forma não linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante da infraestrutura ao alcance da ICPC 01. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro, pois será recuperado através de indenização.

### *15.7.3 Receita e Custo de Construção (resultado)*

Os ajustes são decorrentes dos valores de receita e custo 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 referência 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. Esta classificação só é exigida na contabilidade societária.

### *15.7.4 Reavaliação Regulatória Compulsória*

A partir da homologação do laudo de avaliação pela ANEEL, pertinentes aos ativos da RBSE, a companhia reconheceu contabilmente seus efeitos no ativo imobilizado em contrapartida da reserva de reavaliação, adicionando o Valor Novo de Reposição – VNR na data base de dezembro de 2012 e atualizando o mesmo até a data de homologação do referido laudo.

De acordo com a metodologia apresentada na Audiência Pública nº 068/2016, retratada por meio da Nota Técnica nº 336/2016-SGT/ANEEL, o montante referente ao custo de capital dos ativos da RBSE é dado pela soma das parcelas de remuneração e depreciação, sendo reconhecido a partir do processo tarifário de 2017, que ocorrerá em 1º de julho.

O Reconhecimento do Valor Novo de Reposição em conta de Reserva de Reavaliação é realizado somente na Contabilidade Regulatória, conforme orientação emitida pela ANEEL no Despacho Nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016.

*15.7.5 Imposto de renda e contribuição social diferidos (resultado)*

Os ajustes são decorrentes da contabilização societária relativa à constituição do imposto de renda e contribuição social diferidos, incidentes sobre a atualização do ativo financeiro da concessão e sobre a realização do custo atribuído (Deemed Coast).



**URBANO SCHMITT**  
Diretor Presidente



**CÉZAR EDUARDO LINDENMEYER**  
Diretor



**ELISANGELA MOURA RODRIGUES**  
Contadora CRCRS 62384

## RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

**Aos**  
**Administradores e aos Acionistas da**  
**COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA**  
**ELÉTRICA – CEEE – GT**  
**Porto Alegre - RS**

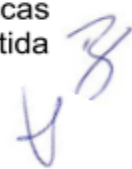
### Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT** (“**Companhia**”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações contábeis regulatórias consolidadas e suas controladas (“consolidado”), do resultado e resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, incluindo as notas explicativas e o resumo das principais práticas.

Em nossa opinião, as demonstrações regulatórias apresentam adequadamente, em todos os seus aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT** e suas controladas em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

### Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada “Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT** de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.



## **Principais assuntos de auditoria**

São aqueles que em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre estas demonstrações contábeis regulatórias, portanto, não expressamos uma opinião separadas sobre estes assuntos.

### **a) Provisão para Déficit Atuarial em Plano de Previdência (nota explicativa 7)**

A Companhia é patrocinadora de um plano de previdência complementar na modalidade de Benefício definido. Em 31/12/2018 a companhia reconheceu provisão para complemento do déficit atuarial no montante de R\$ 144.860 mil, tendo sido estimada pela administração com auxílio de profissional independente. Consideramos como principal assunto de auditoria devido às estimativas complexas, com saldos relevantes e também subjetivas por parte da administração, tais como tábuas biométricas, projeções de aumentos salariais e taxas de desconto. Variações nestes saldos representam impactos relevantes nos montantes de provisão para déficit atuarial.

Adicionalmente, a provisão para déficit atuarial foi reconhecida de forma proporcional à razão do percentual de responsabilidade da patrocinadora conforme estabelecido no Regulamento do Plano, respeitando a proporção de 50% de responsabilidade por parte da patrocinadora e 50% por parte dos participantes do plano patrocinadora, em conjunto com a gestora do Plano Único, a Fundação ELETROCEEE, vem buscando equacionamento do déficit atuarial acumulado conforme estabelecido pelas normas da Superintendência Nacional de Previdência Complementar, considerando o regime de paridade, estabelecido no regulamento do plano

### **Como nossa auditoria conduziu o assunto**

Verificamos, com o auxílio de especialista, a metodologia utilizada pelos atuários independentes contratados pela companhia; avaliamos a razoabilidade das principais premissas, taxas de descontos, projeções de crescimento salarial e tábuas biométricas (mortalidade, invalidez e mortalidade de inválidos) utilizados para os cálculos atuariais. Analisamos o resultado do cálculo das provisões matemáticas do plano e os valores justos dos ativos do plano. Efetuamos a leitura do regulamento do Plano para confirmar o percentual de responsabilidade da patrocinadora, onde verificamos que as ações de equacionamento do déficit atuarial, definidas no regulamento, vem respeitando o regime de responsabilidade paritária entre a patrocinadora e os participantes.

Consideramos que as premissas utilizadas para determinação da provisão para déficit atuarial estão razoáveis.

## **b) Rede Básica do Sistema Existente (nota explicativa 15)**

Os Ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, pertencentes a Rede Básica do Sistema Existente, são passíveis de indenização de acordo com a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Em junho de 2016, a ANEEL homologou o montante passível de indenização da Companhia, cujo o valor a receber em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 1.695.505 mil. O Ativo, assim como seu ganho, está relacionado aos valores homologados pela ANEEL, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 2018. Consideramos este tema como principal assunto de auditoria devido aos valores significativos envolvidos e a utilização de premissas de atualizações monetárias pela administração da Companhia.

### **Como nossa auditoria conduziu o assunto**

Buscamos o entendimento e avaliação dos controles internos que suportam o processo relacionado ao tema; confrontamos os valores contabilizados com os documentos homologados pela ANEEL, discutimos com a administração sobre os critérios utilizados na atualização monetária e análise dos cálculos destas atualizações e seus reflexos nas demonstrações contábeis regulatórias.

Consideramos que a mensuração realizada pela Companhia, a partir das premissas apresentadas e analisadas, está consistente com os documentos homologados pela ANEEL, assim como sua divulgação em nota explicativa reflete adequadamente as informações.

## **Outros Assuntos**

### **Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias**

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

### **Demonstrações financeiras societárias 2018**

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT preparou um conjunto de demonstrações contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (demonstrações contábeis societárias), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 21 de março de 2019.

## **Valores Correspondentes**

As demonstrações regulatórias encerradas em 31 de dezembro de 2017, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 25 de abril de 2018, sem modificação na opinião.

## **Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias**

A administração da **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT** é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade da Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas, são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

## **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT**.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional da **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT** e, com base nas evidências de auditoria obtidas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data do nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.


Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.


Handwritten signature in blue ink.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 12 de abril de 2019.



MACIEL AUDITORES S/S  
2 CRC RS – 5.460/0-O "T" SP  
ROGER MACIEL DE OLIVEIRA  
Contador 1 CRC RS – 71.505/O-3  
Sócio Responsável Técnico



LUCIANO GOMES DOS SANTOS  
Contador 1 CRC RS – 59.628/O-2  
Sócio Responsável Técnico

## PARECER DO CONSELHO FISCAL

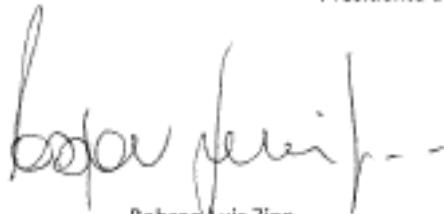
Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT, em cumprimento às disposições legais tendo analisado no final do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, as Demonstrações Contábeis Regulatórias Anuais, elaboradas de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico que foi estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 605/2014 em vigor desde 01 de janeiro de 2015, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, opinam no sentido de que os documentos referidos representam a situação patrimonial e financeira da Companhia naquela data.

Porto Alegre, 22 de abril de 2019.



Adriana Furlanetto

Presidente do Conselho Fiscal



Robson Luis Zinn  
Conselheiro



Melissa Guagnini Hoffmann Custódio  
Conselheira

## TERMO DE RESPONSABILIDADE

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas previstas em Lei, a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades às quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes de que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeita a Outorgada às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como os signatários, às previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Porto Alegre, 12 de abril de 2019.



**URBANO SCHMITT**  
Diretor Presidente



**CÉZAR EDUARDO LINDENMEYER**  
Diretor



**ELISANGELA MOURA RODRIGUES**  
Contadora CRCRS 62384