



**CEEE**  
GERAÇÃO E  
TRANSMISSÃO

# DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

DEZEMBRO 2019



Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

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	78
Parecer do Conselho Fiscal	84
Termo de Responsabilidade	85

## 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 2019, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

### 1. Carta do Presidente

Para os cidadãos do Rio Grande do Sul

Esta Diretoria Executiva e o seu Conselho de Administração assumiram a gestão do Grupo CEEE entre os meses de maio e junho de 2019, com duas missões: melhorar em tudo o que fosse possível, nos aspectos tangíveis e intangíveis, o desempenho da CEEE-GT, e conduzir bem o processo de desestatização, previsto para ocorrer em 2020.

O desempenho econômico-financeiro da Companhia foi muito bom, com crescimento da receita operacional líquida (R\$69,4 milhões, +7,1% para R\$1,04 bilhão) e crescimentos robustos do EBITDA (R\$420,8 milhões, +76,6%), do lucro líquido (R\$391,2 milhões, +125,6%) e da geração de caixa operacional (R\$201,5 milhões, +30,8%). Como Grupo a CEEE-GT procurou ter uma postura bastante mais aberta com o restante do setor elétrico, a ANEEL e o Ministério de Minas e Energia, interagindo, e procurando trocar experiências.

O Planejamento Estratégico foi revisto em agosto e ações prementes há décadas se tornaram realidade, como melhorias na Governança Corporativa com a modernização dos Estatutos Sociais, a constituição de um Comitê de Auditoria Estatutário e de um Comitê de Elegibilidade, a criação de uma área de Compliance, uma reestruturação organizacional que cortou funções gratificadas e deu mais racionalidade a gestão, uma negociação coletiva que logrou reajuste nominal “zero” para salários e benefícios, a redução de centenas de recomendações em aberto da auditoria interna, o fechamento contábil, a unitização de mais de R\$100 milhões de ativos em operação que constituíam um passivo regulatório, o desenvolvimento de um projeto para melhorar ainda mais a qualidade dos registros patrimoniais dos balanços contábeis, um forte trabalho na área de Tecnologia de Informação para reforçar e ampliar a segurança dos dados e um robusto programa de aperfeiçoamento profissional para preparar os nossos colaboradores para uma nova realidade de mercado, privada. Adicionalmente vários projetos tiveram início em 2019 e continuarão em 2020, como a implantação dos procedimentos da Lei Geral de Proteção de Dados, a implantação de um Canal de Denúncias (que entrou em operação em março de 2020), o desenvolvimento de um novo portal de internet, um trabalho importante visando à redução de horas extras / sobreaviso e a criação de uma Fundação para manter viva a memória do setor elétrico do Rio Grande do Sul.

O investimento na CEEE-GT foi de R\$83,3 milhões, sendo que no segmento de geração foi finalizada uma grande reforma, modernização e automação do grupo 2 (turbina e gerador) da UHE Passo Real, uma grande reforma em uma das turbinas da UHE Itauba, a automação de uma Pequena Central Hidrelétrica e várias outras manutenções de pequeno porte. Também a partir de agosto iniciamos os estudos para a retomada das obras do Complexo Eólico Povo Novo, que queremos iniciar idealmente neste ano. No segmento de transmissão terminamos três subestações e investimos nas controladas FOTE e TESB, adicionalmente ao valor acima mencionado, R\$39,7 milhões e R\$9,0 milhões.

Acreditamos que sob uma gestão privada a CEEE-GT terá um imenso potencial de crescimento, com mais agilidade e eficiência, tanto na geração, com a exploração de novos potenciais energéticos em diversas fontes, além da modernização e ampliação de usinas, como na transmissão, com a participação em leilões de novos empreendimentos.

Boa leitura!

## 2. Perfil da Empresa CEEE-GT

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT, 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.

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 realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão de energia elétrica, bem como a celebração de atos de empresa decorrentes dessas atividades, tais como a comercialização de energia elétrica.

### 2.1. Composição Acionária

O Capital Social da CEEE-GT, em 31 de dezembro de 2019, totalizava R\$915,6 milhões, representado por 9.680.746 ações, sendo 9.516.732 ordinárias e 164.014 preferenciais. Não houve aumento, desdobramento, grupamento ou redução do capital social no último exercício.

**Tabela 01**

ACIONISTA	AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL	
	EEEL3 (ON)	Percentual	EEEL4 (PN)	Percentual	ON e PN	Percentual
CEEE-Par	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92
ELETRONBRAS	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59
MUNICÍPIOS	34.917	0,37	53.561	32,66	88.478	0,91
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150	0,56
OUTROS	431	0,00	1.105	0,68	1.536	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

Data base de dezembro de 2019. São 352 acionistas, sendo 126 pessoas físicas, 82 pessoas jurídicas, 132 prefeituras e 12 Estatais.

#### 2.1.1. Comportamento do Preço das Ações

De janeiro a dezembro de 2019, as ações ordinárias nominativas (ON) da Companhia foram negociadas em 87 dos 453 pregões do ano e as ações preferenciais nominativas (PN) em 42 dos 306 pregões do ano, entre os mercados à vista e fracionário da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.

**Tabela 02**

	EEEL3 (ON) (R\$)	EEEL4 (PN) (R\$)
Cotação de Fechamento em 31/12/2019	400,00	470,00
Máxima em 2019	400,00	470,00
Média em 2019	259,21	289,94
Mínima em 2019	182,01	220,00
Volume Negociado em 2019 (quantidade ações)	8.030	3.914
Volume Negociado em 2019 (R\$)	2.304.227,84	1.115.803,45

Fonte: B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão mediante consulta realizada em 10/03/2020 em Resumo das negociações

### **2.1.2. Atendimento a Acionistas**

As informações societárias da CEEE-GT estão disponíveis no site <http://ri.cee.com.br>. Em caso de dúvidas, ainda é disponibilizado o e-mail [ri@cee.com.br](mailto:ri@cee.com.br) como contato, além de atendimento via telefone pelo número +55 51 3382-4041 e +55 51 3382-2815, em dias úteis das 9h às 17h.

A Companhia possui contrato de prestação de serviços de escrituração de ações com a Itaú Corretora, a qual possui canal exclusivo para atendimento aos acionistas.

### **2.1.3. Relações com o Mercado**

A Companhia realizou, na data de 09 de dezembro de 2019, a sua primeira Reunião Pública Anual, com a apresentação institucional de resultados do 3º trimestre e das áreas técnicas de geração e transmissão, contando com a presença de analistas, investidores e jornalistas, em reunião realizada em parceria com a Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento no Mercado de Capitais – APIMEC, em São Paulo. A apresentação está disponível para download no site da CVM, B3 e de RI da Companhia.

## **3. Gestão e Governança Corporativa**

### **3.1. Desestatização**

Em 04 de julho de 2019, foi sancionada a Lei Estadual nº 15.298, que autoriza a desestatização da companhia. Ato subsequente, em 16 de agosto de 2019, foi assinado contrato entre o Estado do Rio Grande do Sul e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, para estruturar o processo de desestatização da companhia, considerando o objetivo de realização de alienação das ações da empresa, com transferência do controle acionário, conforme especificações do edital e de seus anexos. Em 19 de novembro de 2019, foi publicado no Diário Oficial da União o Aviso de Homologação do Pregão Eletrônico nº 40/2019 – BNDES, tendo sido adjudicado o seu objeto ao Consórcio Minuano Energia e à Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda.

### **3.2. Governança Corporativa**

A Companhia faz parte do Nível 1 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (antiga BM&F Bovespa). Dentre as práticas adotadas estão aquelas constantes do regulamento de Governança Corporativa do Nível 1, que compreendem, dentre outras, a publicação do calendário de eventos corporativos da companhia, a realização de reunião pública anual com analistas e investidores, a política de negociação de valores mobiliários e do uso de informações privilegiadas e o Código de Conduta.

A estrutura da Administração da empresa é constituída por uma Assembleia Geral, um Conselho de Administração, um Conselho Fiscal e Diretoria Executiva. Além disso, completa a estrutura de governança a Auditoria Interna, a Auditoria Independente, o Comitê de Auditoria Estatutário e o Comitê de Elegibilidade.

Em 01 de novembro de 2019, foi criada a Assessoria de Gestão de Participações, a qual tem como propósito acompanhar o desempenho econômico-financeiro consolidado das Sociedades de Propósito Específico - SPEs em que a *holding* e as empresas do Grupo CEEE têm participação, apurando os resultados e monitorando os indicadores, verificando o impacto sobre as empresas do Grupo CEEE, prestando subsídio à diretoria em suas decisões e fortalecendo a Governança Corporativa no uso de informações relevantes.

### **3.3. Planejamento Estratégico**

O Planejamento Estratégico 2019-2023 teve sua revisão aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em agosto de 2019. Dos 28 projetos que o compuseram, 03 foram concluídos:

- a) Estruturação da Área de Compliance: adequação da Companhia à Lei nº 13.303/16 e às melhores práticas de governança corporativa. Concluído em outubro de 2019, com a efetivação da estruturação física da área de compliance, incluindo a transferência de empregados para a nova unidade organizacional.
- b) Modernização do Estatuto Social: modernização e adequação do Estatuto Social às melhores práticas de governança corporativa e às boas práticas de mercado. Foi concluído

em 02 de janeiro de 2020, com o arquivamento/registro do Estatuto atualizado na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul.

- c) Acuracidade das Contas do Balanço Patrimonial: concluído em fevereiro de 2020, com a conciliação de todas as contas com data-base 2019.

O restante dos projetos permanece em andamento e com monitoramento mensal, pois ou estão em fase de conclusão ou possuem prazo de conclusão por mais de um ciclo do Planejamento Estratégico.

O Planejamento Estratégico 2020-2024 foi aprovado em novembro de 2019, orientado pelas diretrizes e pelos objetivos estratégicos a seguir:

Diretrizes:

- a) Empresa perfeita, empresa ideal, melhor empresa do setor;
- b) Agregar valor ao negócio;
- c) Cisão dos negócios geração e transmissão;
- d) Preparar a empresa para a desestatização;
- e) Viabilizar obras estratégicas;
- f) Focar na empregabilidade;
- g) Buscar atendimento aos parâmetros técnicos e regulatórios.

Objetivos:

- a) Implementar melhorias no processo de gestão;
- b) Melhorar o desempenho econômico-financeiro;
- c) Excelência operacional.

O Planejamento Estratégico 2020-2024 da CEEE-GT teve elaboração com foco em cada negócio que compõe a empresa, gerando assim 02 Mapas Estratégicos, um para o negócio de geração e outro para o negócio de transmissão, estando ambos disponíveis para consulta no site <http://ri.ceee.com.br>. Para atendimento dessas diretrizes e objetivos comuns aos dois negócios, foram identificados 30 projetos na geração e 28 na transmissão. Todos os projetos são acompanhados mensalmente através da Sala de Monitoramento de Projetos Estratégicos.

### **3.4. Integridade Corporativa**

#### **3.4.1. Canal de Denúncias Independente**

Em dezembro de 2019, a Companhia realizou a contratação de um canal de denúncias independente para o recebimento de relatos sobre condutas antiéticas e ilegalidades praticadas por seus empregados, dirigentes, fornecedores ou prestadores de serviços, cujo certame teve como vencedor a empresa 0800Brasil, que passou a executar os serviços em março de 2020.

As denúncias podem ser realizadas através de site na internet ([www.0800brasil.com.br/ceee](http://www.0800brasil.com.br/ceee)) ou através do telefone 0800 580 0039, onde o atendimento é realizado das 9h às 18h por analistas especializados. Essa importante ação permite maior transparência ao tratamento das denúncias, cujo andamento pode ser consultado mediante protocolo e senha fornecidos no momento do relato, seja qual for o meio utilizado para a denúncia (internet ou telefone) e a anonimidade do denunciante, evitando qualquer tipo de retaliação.

#### **3.4.2. Lei Geral de Proteção de Dados – LGPD**

A fim de se adequar à Lei Geral de Proteção de Dados – LGPD, Lei nº 13.709/2018, a empresa estruturou projeto para sua implantação, o qual passou a ser tratado como prioritário, vindo a compor o Planejamento Estratégico 2020-2024. Iniciado em 2019, o projeto terá continuidade em 2020, quando o resultado da etapa de inventário de dados pessoais será traduzido em recomendações e estas em planos de ação a serem executados para o atendimento da LGPD.

### 3.4.3. Gestão de Riscos e Controles Internos

Iniciado no segundo semestre de 2019, tem como principal objetivo a estruturação da gestão padronizada de riscos e controles internos na companhia, aperfeiçoando e equalizando as práticas já existentes. O projeto deverá estar concluído em 2020, oportunizando a consolidação dos riscos em um único processo de gestão e em uma única ferramenta de controle.

### 3.5. Ética

A Companhia possui um Código de Ética, o qual está disponível a todos os interessados no site [www.ceee.com.br](http://www.ceee.com.br).

## 4. Desempenho Operacional

### 4.1. Mercado de Energia Elétrica

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 2019, houve incremento de 7.246,41 megawatts (MW) de capacidade instalada no Brasil, ultrapassando a meta de 5.781 MW. O país fechou o ano com potência de 170.071 MW, sendo mais de 75% a partir de fontes renováveis.

A força da água dos rios continua impulsionando a maior parte da energia gerada no país, com um total de 4.839 MW em empreendimentos inaugurados e/ou concluídos no ano passado. Desse total, 4.755 MW foram usinas hidrelétricas de grande porte, entre as quais se destaca Belo Monte, que completou sua motorização com 3.667 MW injetados na rede.

A ampliação da geração eólica no ano impressiona, com incremento de 971 MW, superior aos 776 MW acrescidos em usinas termelétricas. As usinas solares fotovoltaicas de grande porte agregaram 551 MW à matriz brasileira no ano. Considerando o avanço verificado, os 3.870 empreendimentos de energia solar em operação já são responsáveis por 1,46% da potência no país, e os 629 de energia eólica, por 9,04%.

Quanto à micro e minigeração distribuída (GD), já são 154.424 unidades consumidoras com GD, totalizando 1.948 MW de potência instalada.

Já na esfera da transmissão, até dezembro de 2019, a extensão da rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN totalizava 141,7 mil km de linhas de transmissão, incremento de mais de 8,7 mil km em relação a 2018.

### 4.2. Participação da CEEE Geração e Transmissão

A CEEE-GT possui 15 usinas hidrelétricas, com potência própria instalada de 909,9 MW. Outros 343,81 MW são oriundos de participação em projetos realizados em parcerias público-privada, somando potência total de geração de 1.253,71 MW. 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 03 demonstra o parque gerador da CEEE-GT e suas características físicas.

**Tabela 03**

Região	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>909,9</b>	<b>406,67</b>		<b>909,9</b>	<b>406,67</b>		
Sistema Jacuí	UHE Itauba	500	180,5	100%	500	180,5	1978	30/12/21
	UHE Governador	180	116,9	100%	180	116,9	1962	31/12/42

	Leonel de Moura Brizola							
	UHE Passo Real	158	66,2	100%	158	66,2	1973	31/12/42
	PCH Ivaí	0,7	0,45	100%	0,7	0,45	1950	-
<b>Sistema Salto</b>	UHE Canastra	42,5	24	100%	42,5	24	1956	31/12/42
	PCH Bugres	11,12	10	100%	11,12	10	1952	31/12/42
	UHE Ernestina	4,8	3,24	100%	4,8	3,24	1957	31/12/42
	PCH Capigui	3,76	0,69	100%	3,76	0,69	1933	31/12/42
	PCH Guarita	1,76	0,99	100%	1,76	0,99	1953	31/12/42
	PCH Herval	1,44	0,29	100%	1,44	0,29	1941	31/12/42
	PCH Santa Rosa	1,4	0,88	100%	1,4	0,88	1955	31/12/42
	PCH Passo do Inferno	1,33	0,52	100%	1,33	0,52	1948	31/12/42
	PCH Toca	1,09	0,36	100%	1,09	0,36	1929	-
	PCH Forquilha	1	0,95	100%	1	0,95	1950	31/12/42
	PCH Ijuizinho	1	0,7	100%	1	0,7	1950	31/12/42
<b>Tipo</b>	<b>Compartilhada</b>	<b>3.745,20</b>	<b>1.730,11</b>		<b>343,81</b>	<b>160,05</b>		
<b>Hidrelétricas</b>	UHE Machadinho	1.140,00	547,1	5,53%	50,44	26,16	2002	2032
	UHE Campos Novos	880	379,7	6,51%	57,3	24,72	2007	2035
	UHE Foz do Chapecó	855	427,2	9,00%	77	38,45	2010	2036
	UHE Monte Claro	130	56,1	30,00%	39	16,83	2005	2036
	UHE Castro Alves	130	61,8	30,00%	39	18,54	2008	2036
	UHE Dona Francisca	125	75,9	10,00%	12,5	7,59	2001	2033
	UHE 14 de Julho	100	47,5	30,00%	30	14,25	2009	2036
	UHE Furnas do Segredo	9,8	3,86	10,50%	1,03	0,41	2005	2030
<b>Eólicas</b>	Ventos do Sul Energia S.A.	150	53,67	10,00%	15	5,37	2006	2032
	EOL Palmares	57,5	18,98	10,00%	5,75	1,90	2010	2046
	EOL Ventos da Lagoa	57,5	19,2	10,00%	5,75	1,92	2012	2045
	EOL Ventos do Litoral	57,5	18,5	10,00%	5,75	1,85	2012	2046
	Ventos dos Índios Energia S.A.	52,9	20,6	10,00%	5,29	2,06	2014	2047
	<b>Total</b>	<b>4.655,10</b>	<b>2.136,78</b>		<b>1.253,71</b>	<b>566,72</b>		

\*Usina com registro. Sem data de vencimento

Na área de transmissão, a CEEE-GT possui 55 subestações próprias, sendo 45 de Rede Básica e 10 de Demais Instalações da Transmissão (tensões inferiores a 230 kV). A potência instalada própria é de 10.595 MVA. Outros 1.047 MVA são oriundos de participação em outros projetos realizados em parcerias público-privada

(ETAU, FOTE e TESB). A extensão total das linhas de transmissão próprias é de 5.935 km em tensões de 230, 138 e 69 kV, além de 361 km de linhas de transmissão em participações em SPEs.

### 4.3. Geração

#### 4.3.1. 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>	63,973	33,640		63,973	33,640		
PCH Santa Rosa	6,500	3,630	CEEE-GT	6,500	3,630	15/05/2023	31/12/2042
PCH Forquilha	10,008	5,630	CEEE-GT	10,008	5,630	31/12/2024	31/12/2042
PCH Bugres	24,120	13,000	CEEE-GT	24,120	13,000	31/03/2022	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	22,100		52,495	22,098		
EOL Povo Novo	8,400	3,600	CEEE-GT e CGE Povo Novo	8,399	3,600	31/12/2021	03/06/2049
EOL Curupira	23,100	9,900	CEEE-GT e CGE Curupira	23,098	9,899	31/12/2021	29/05/2049
EOL Fazenda Vera Cruz	21,000	8,600	CEEE-GT e CGE Fazenda Vera Cruz	20,998	8,599	31/12/2021	29/05/2049
<b>Total</b>	116,473	55,740		116,468	55,738		

- 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 2019 sendo previsto a finalização para 2020 bem como a realização do projeto básico. Sua implantação está prevista para o horizonte 2021/2022 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. Findada esta fase estará apta para lançamento de edital de contratação de implantação. A peça orçamentária 2020-2024 prevê esta ampliação para os anos de 2021/2023 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 2020 são:

- Em maio/2019 a SCG/ANEEL e SFG/ANEEL solicitaram documentação comprobatória da viabilidade da ampliação da UHE Bugres. Em nov./2019 foi apresentada proposta de projeto alternativo para o atingimento da viabilidade técnica, ambiental e econômico-financeira.
- Durante o ano de 2019 foi realizado novo edital Venda de Participação no Complexo Eólico Povo. Novamente não houve interessados no certame.

Demais projetos:

- A modernização da UHE Leonel de Moura Brizola (Jacuí) encontra-se na fase de projeto básico para posterior contratação. A ANEEL respondeu o pleito da CEEE-GT formulado em 2018, ao aumento da potência sem aumento de unidades geradoras não se configura como sendo ampliação. Os valores da modernização deverão ser arcados pela receita da GAG Melhoria.

Projeto de Usinas - Evolução Física e Investimento						
Em Base Totais						
Usina - R\$ Mil	Evolução Física em 31/12/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017	Evolução Física em 31/12/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018	Evolução Física em 31/12/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019
<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%	407.100,46	0%	407.100,46
PCH Forquilha	0%	403.911,51	0%	407.133,37	0%	407.133,37
PCH Bugres	0%	554.000,00	0%	693.233,13	0%	693.233,13
<b>SPE Proporcional</b>						
EOL Povo Novo	48%	24.867.702,44	48%	25.859.000,00	48%	ver
EOL Curupira	26%	56.464.979,42	26%	58.400.000,00	26%	ver
EOL Fazenda Vera Cruz	41%	63.732.205,03	41%	66.176.000,00	41%	ver

#### 4.3.2. Manutenção e Operação da Geração

As ações de manutenção e operação da geração objetivam manter o percentual ótimo de disponibilidade para o fornecimento de energia elétrica. Em 2019, a companhia alcançou o indicador de disponibilidade de suas usinas de 93,55% para as usinas despachadas centralizadamente. Isso é resultado da soma de esforços operacionais e do investimento realizado em manutenção e operação da geração, promovendo a modernização e adequação das usinas existentes e também a melhoria da confiabilidade, da qualidade, da segurança e da rentabilidade da produção de energia elétrica.

#### 4.3.3. Garantia Física Realizada e Esperada

Produção de Energia Realizada e Projetada (20/21)							
Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Controlada – Integral</b>	<b>5.005,89</b>	<b>4.384,57</b>	<b>4.764,24</b>	<b>3.872,46</b>	<b>4.426,19</b>	<b>3.572,19</b>	<b>3.562,41</b>
UHE Gov. Leonel de Moura Brizola	1.283,04	1.321,60	1.304,52	1.179,48	1.255,66	1.026,85	1.024,04
UHE Passo Real	853,67	800,72	873,17	599,97	769,78	581,5	579,91
UHE Itaúba	2.470,76	1.889,96	2.230,92	1.843,04	2.082,60	1.585,51	1.581,18
PCH Ivaí	4,87	5,01	4,21	2,86	3,33	3,95	3,94
UHE Canastra	225,23	219,14	206,31	92,85	165,9	210,82	210,24
PCH Bugres	88,14	81,03	91,74	92,4	75,83	87,84	87,6
PCH Herval	1,43	1,46	2,33	2,12	2,15	2,55	2,54
PCH Passo do Inferno	4,31	0,58	3,44	5,13	1,86	4,57	4,56
PCH Toca	2,83	2,31	2,16	2,62	1,06	3,16	3,15
UHE Ernestina	25,28	20,91	14,33	23,09	28,58	28,46	28,38
PCH Capigui	13,65	11,45	7,75	7,16	9,03	6,06	6,04
PCH Forquilha	8,53	8,49	7,6	8,22	8,46	8,34	8,32
PCH Guarita	9,78	8,97	8,06	5,12	12	8,7	8,67
PCH Santa Rosa	8,95	6,4	2,42	2,06	5,16	7,73	7,71
PCH Ijuizinho	5,42	6,54	5,28	6,34	4,79	6,15	6,13
<b>Controlada – Compartilhada</b>	<b>412,63</b>	<b>370,31</b>	<b>273,66</b>	<b>315,49</b>	<b>330,07</b>	<b>318,41</b>	<b>317,55</b>
UHE Machadinho (1)	341,34	307,76	205,7	244,4	255,76	265,71	264,99
UHE Dona Francisca (1) (2)	71,29	62,55	67,96	71,09	74,31	52,7	52,56
Não Controlada - Sociedade de Propósito Específico	0	0	0	0	0	0	0

<b>Consolidado</b>	<b>5.418,52</b>	<b>4.754,88</b>	<b>5.037,90</b>	<b>4.187,95</b>	<b>4.756,26</b>	<b>3.890,60</b>	<b>3.879,96</b>
--------------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

#### 4.3.4. 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 desses empreendimentos, totalizando 225,3 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de Garantia Física e Potência às distribuidoras do SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção dessas usinas. A Resolução Homologatória nº 2.587/2019, estabeleceu as receitas anuais de geração das Usinas Hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, conforme informado no quadro 01.

Quadro 01

<b>Modelo de Negócio e Venda de Energia</b>			
<b>Usina</b>	<b>Modelo de Negócio em 31 de dez/2019</b>	<b>Receita definida</b>	<b>Data e índice de reajuste</b>
UHE Gov. Leonel de Moura Brizola	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$49.288.774,99	IPCA em 1º/jul.
UHE Passo Real	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$44.545.626,25	IPCA em 1º/jul.
UHE Canastra	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$11.073.349,96	IPCA em 1º/jul.
PCH Bugres	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$4.228.953,52	IPCA em 1º/jul.
PCH Herval	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$731.176,19	IPCA em 1º/jul.
PCH Passo do Inferno	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$851.531,91	IPCA em 1º/jul.
UHE Ernestina	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$2.336.003,15	IPCA em 1º/jul.
PCH Capigui	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei nº 12.783/2013	RAG R\$2.111.816,13	IPCA em 1º/jul.
PCH Forquilha	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$719.671,10	IPCA em 1º/jul.
PCH Guarita	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$1.003.256,34	IPCA em 1º/jul.
PCH Santa Rosa	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$811.165,45	IPCA em 1º/jul.
PCH Ijuizinho	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$713.890,21	IPCA em 1º/jul.
UHEs Itauba e Dona Francisca, PCHs Toca e Ivaí, Participação Machadinho	100% ACL – Ambiente de Contratação Livre	Leilão de Energia	Não Aplicável

Além dos montantes entregues na forma de cotas/ambiente de contratação regulada, a CEEE-GT comercializou, em 2019, entre contratos de compra e venda, um total de 205 MW médios no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

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. Nesse ponto, destaca-se que, durante o ano de 2019, as usinas participantes do MRE geraram o equivalente a 84,6% de suas garantias físicas, repercutindo em fatores de ajuste significativamente inferiores à unidade e em custos elevados em razão das exposições geradas pelo *Generation Scaling Factor* - GSF.

#### **4.4. Aspectos Regulatórios**

##### **4.4.1. Geração**

A Receita Anual de Geração – RAG das usinas hidrelétricas cotistas passou por revisão em julho de 2019. O processo de reajuste seguiu o regramento estabelecido no PRORET 12.1, homologado pela Resolução Normativa nº 818/2018, contemplando importante alteração regulatória ao incluir incremento de receita associada aos investimentos em melhorias necessários para a manutenção da qualidade e da continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas (GAG Melhorias) na RAG. A nova regulamentação pôs fim à necessidade de elaboração e aprovação de plano de investimentos, deixando a gestão das melhorias sob responsabilidade da concessionária.

A Resolução Homologatória nº 2.587/2019, estabeleceu as receitas anuais de geração das usinas hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, conforme informado no quadro 01.

##### **4.4.2. Transmissão**

Assuntos regulatórios da área de transmissão mais relevantes em 2019:

###### **Revisão Tarifária Periódica da Transmissora – RTP:**

A metodologia aplicada nesta RTP foi definida na Audiência Pública – AP ANEEL nº 041/2017 (submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, versão 2.0, aprovado pela REN nº 816/2018).

Como resultado da AP nº 031/2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória – REH nº 2.514/2019 com a atualização do banco de preços de referência para o segmento de transmissão de energia elétrica, insumo para o processo de RTP.

A CEEE-GT realizou a entrega dos Relatórios de Avaliação à ANEEL atendendo os prazos estabelecidos.

Em dezembro de 2019, o processo ainda estava em andamento (etapa de fiscalização) e a transmissora permanecia acompanhando e fornecendo as informações requeridas pela ANEEL.

###### **Reajuste Tarifário Anual:**

Com a publicação da Resolução Homologatória – REH nº 2.565/2019, foi estabelecida em favor da transmissora a Receita Anual Permitida – RAP de R\$751.287.334,45 para o ciclo 2019-2020 (01 de julho de 2019 a 30 de junho de 2020).

###### **Emissão de Resoluções Normativas – REN:**

REN nº 846/2019 – Revisou procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica. O impacto percebido com a emissão da REN foi a criação de 01 novo Grupo (de 04 para 05) e rearranjo dos percentuais máximos de penalidade para cada grupo de infração, de 0,125% (Grupo I) até 2% (Grupo V) da Receita Operacional Líquida - ROL correspondente aos 12 meses anteriores à lavratura do respectivo Auto de Infração – AI. Ela passa também a adotar a segmentação da ROL por negócio (transmissão ou geração) para composição da base de cálculo.

REN nº 846/2019 – Dispôs sobre a definição da base de dados das instalações de transmissão de energia elétrica e dá outras providências.

REN nº 864/2019 – Alterou as Resoluções Normativas nº 729/2016 e 669/2015, aprovando a revisão dos submódulos 2.7, 10.14, 13.2, 15.6 e 15.12 dos Procedimentos de Rede e deu outras providências.

#### Consultas Públicas – CP ANEEL:

CP nº 005/2019 – Aperfeiçoamento da regulamentação associada a reforços e melhorias em instalações de transmissão. Os principais impactos são a revisão da REN nº 443/2011, a criação RAP Melhorias, a reclassificação de Melhorias e Reforços, a definição concreta quanto aos procedimentos financeiros, o ajuste de procedimentos e redefinição de responsabilidades.

CP nº 006/2019 – Avaliação da necessidade de aprimoramento dos comandos regulamentares afetos à vida útil regulatória de equipamentos da transmissão. O prazo de manifestação foi encerrado em 2019, a transmissora permanece monitorando o processo e aguardando proposta de normativa da ANEEL, quando haverá nova oportunidade de manifestação.

CP nº 026/2019 – Referente à definição do Custo de Capital – WACC para os três segmentos (geração, transmissão e distribuição). O período de contribuições foi encerrado em 2019. A transmissora se manifestou no processo tanto de forma individual quanto em conjunto com outras transmissoras, por meio da ABRATE. A ANEEL não emitiu o resultado da CP, assim a transmissora permanece acompanhando o processo.

#### 4.5. Indicadores Operacionais

##### 4.5.1. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade de Geração

Indicadores operacionais de geração - Usinas Hidrelétricas (UHEs) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs):

- As Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS (Usinas Tipo I) são reguladas por disponibilidade, devendo manter a disponibilidade móvel nos últimos 60 meses, igual ou superior a estabelecida pela ANEEL.
- Enquadram-se nesse critério as UHEs Leonel de Moura Brizola, Itauba e Passo Real. As três usinas encerraram 2019 atendendo a esse 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 2019, que corresponde à média acumulada nos últimos 05 anos, ficou em 92,70%, conforme demonstrado no quadro 02.

**Quadro 02**

DGH60													Meta
Disponibilidade média móvel 60 meses, ponderada pela potência instalada das usinas despachadas centralizadamente	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19	
Itauba	92,93%	92,94%	92,92%	92,92%	92,97%	92,98%	92,97%	92,83%	92,82%	92,85%	92,84%	92,70%	92,32%
Jacui	94,05%	94,06%	94,00%	94,00%	94,05%	94,06%	94,28%	94,22%	94,25%	94,16%	94,18%	94,14%	92,83%
Passo Real	97,03%	96,97%	96,95%	96,96%	96,97%	97,03%	97,00%	97,00%	96,42%	95,76%	95,72%	95,59%	92,32%
<b>Média ano</b>	<b>93,95%</b>	<b>93,94%</b>	<b>93,91%</b>	<b>93,91%</b>	<b>93,96%</b>	<b>93,97%</b>	<b>94,01%</b>	<b>93,91%</b>	<b>93,81%</b>	<b>93,68%</b>	<b>93,67%</b>	<b>93,55%</b>	<b>92,43%</b>

As demais UHEs e PCHs da CEEE-GT são reguladas por produção de energia. A meta da CEEE-GT é gerar na média anual 100% da garantia física vigente para cada instalação. Apesar de a ANEEL não estabelecer disponibilidade mínima para os empreendimentos não despachados centralizadamente (usinas Tipo III), esse indicador é acompanhado com vistas à maximização do tempo disponível para geração de energia.

##### 4.5.2. Indicadores Operacionais e de Produtividade de Transmissão

**Capacidade Instalada:** esse indicador corresponde à soma da potência nominal de todos os transformadores da transmissão em operação. Em 2019, a CEEE-GT concluiu a substituição de dois transformadores 230/69 kV de 83 MVA por 2 de 165 MVA na Subestação Garibaldi 1, acrescentando 164 MVA de potência instalada ao sistema de transmissão. Também foi substituído o TR 69/23 kV - 8 MVA por outro de igual tensão, mas de 25 MVA de potência. Por fim, foram substituídos dois transformadores de 138/69 kV de 23 MVA por outros de

igual potência na SE Erechim 1. No total, ao término de 2019, houve acréscimo de 181 MVA de capacidade instalada em relação a 2018.

**Índice de Qualidade da Rede Básica – Operação e Manutenção -QRB:** esse 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 03 demonstra os valores obtidos nos últimos 04 anos.

**Quadro 03**

Valores do Indicador QRB				
Indicador (%)	2016	2017	2018	2019
Qualidade Rede Básica	99,21%	98,44%	99,36%	99,21%

**Índice de Qualidade Demais Instalações de Transmissão – Operação e Manutenção - QDIT:** esse 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. Destaca-se que em 05 meses no ano de 2019 (fevereiro, março, agosto, setembro e novembro) o indicador atingiu o índice máximo, ou seja, 100%.

O quadro 04 demonstra os valores obtidos nos últimos 04 anos.

**Quadro 04**

Valores do Indicador QDIT				
Indicador (%)	2016	2017	2018	2019
Qualidade Demais Instalações de Transmissão	98,65%	99,10%	99,21%	99,62%

## 4.6. Transmissão

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

A área transmissão detém a concessão de linhas de transmissão da Rede Básica, conforme o quadro 05:

**Quadro 05**

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>5.918,6</b>	<b>10.595,75</b>		
LT 138kV ALEGRETE ELETROSUL/SANTA MARIA3	CS	138	190,8			01/01/2043
LT 138kV CACHOEIRINHA1/TAQUARA C1	CS	138	42,6			01/01/2043
LT 138kV CANOAS3/CIDADE INDUSTRIAL C1	CS	138	4,0			01/01/2043
LT 138kV CIDADE INDUSTRIAL/SCHARLAU C1	CD	138	24,8			01/01/2043
LT 138kV CIDADE INDUSTRIAL/SCHARLAU C2	CD	138	23,7			01/01/2043
LT 138kV CACHOEIRINHA1/CANOAS3 C1	CS	138	8,0			01/01/2043
LT 138kV LAGOA VERMELHA1 / PASSO FUNDO 1	CS	138	83,3			01/01/2043
LT 138kV LAGOA VERMELHA2/VACARIA C1	CS	138	65,9			01/01/2043
LT 138kV OSÓRIO2/TAQUARA C1 - R. SANTO ANTÔNIO	CS	138	55,5			01/01/2043
LT 138kV PASSO FUNDO 1/SANTA MARTA C1	CS	138	11,7			01/01/2043
LT 138kV ERECHIM1/PASSO FUNDO ELETROSUL C1	CS	138	45,7			01/01/2043
LT 138kV SANTA MARIA1/SANTA MARIA3 C1	CS	138	9,9			01/01/2043
LT 138kV TAQUARA/UHE CANASTRA C1	CS	138	31,2			01/01/2043
LT 138kV CRUZ ALTA1/UHE JACUÍ C1	CS	138	65,9			01/01/2043
LT 138kV SANTA MARIA1/UHE JACUÍ C1	CS	138	87,0			01/01/2043
LT 138kV UHE JACUÍ/UHE PASSO REAL C1	CD	138	7,9			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 138kV UHE JACUÍ/UHE PASSO REAL C2	CD	138	7,9			01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/LIVRAMENTO2 C1	CS	230	127,8			01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/MAÇAMBARÁ C1	CS	230	82,8			01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/SÃO VICENTE C1	CS	230	101,9			01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/URUGUAIANAS C1	CS	230	127,0			01/01/2043
LT 230kV ALEGRETE2/UTE URUGUAIANA C1	CS	230	129,2			15/11/2053
LT 230kV BAGÉ2/LIVRAMENTO2 C1	CS	230	151,5			01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÃ3/GUAÍBA2 C1	CS	230	87,8			01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÃ3/PELOTAS3 C1	CS	230	123,3			01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÃ/GUAÍBA2 C1	CS	230	89,6			01/01/2043
LT 230kV CAXIAS DO SUL2/FARROUPILHA ELETROSUL	CS	230	22,5			01/01/2043
LT 230kV CAXIAS6/CAXIAS ELETROSUL C1	CS	230	19,4			01/01/2043
LT 230kV CAXIAS ELETROSUL/FARROUPILHA ELETROSUL C1	CD	230	21,3			01/01/2043
LT 230kV CAXIAS ELETROSUL/FARROUPILHA ELETROSUL C2	CD	230	21,3			01/01/2043
LT 230kV CAXIAS ESUL/NOVA PETRÓPOLIS2 C1	CS	230	22,9			01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/CAXIAS ELETROSUL C1	CD	230	59,8			01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/CAXIAS ELETROSUL C2	CD	230	59,8			01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/GRAVATAÍ2 C1	CD	230	22,6			01/01/2043
LT 230kV CAMPO BOM/GRAVATAÍ2 C2	CD	230	22,6			01/01/2043
LT 230kV CHARQUEADAS ELETROSUL/SCHARLAU	CS	230	67,5			01/01/2043
LT 230kV CHARQUEADAS ELETROSUL/SANTA CRUZ	CS	230	127,1			01/01/2043
LT 230kV COMPLEXO IND. AUT. GRAVATAÍ/GRAVATAÍ 3	CS	230	11,6			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/CHARQUEADAS ELETROSUL	CS	230	49,6			01/01/2043
LT 230kV CANOAS2/CIDADE INDUSTRIAL C1	CS	230	8,3			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/GRAVATAÍ2 C2	CT	230	12,6			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/GRAVATAÍ2 C3	CT	230	12,7			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/GRAVATAÍ2 C4	CT	230	12,7			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/GUAÍBA2 C1	CS	230	38,2			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/NOVA SANTA RITA C1	CT	230	21,9			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/NOVA SANTA RITA C2	CT	230	21,9			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/NOVA SANTA RITA C3	CT	230	21,5			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/PORTO ALEGRE9	CS	230	15,8			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/PÓLO PETROQUÍMICO	CS	230	23,5			01/01/2043
LT 230kV CIDADE INDUSTRIAL/VENÂNCIO AIRES	CS	230	99,9			01/01/2043
LT 230kV CANOAS1/CIDADE INDUSTRIAL	CS	230	13,6			01/01/2043
LT 230kV CANOAS1/PORTO ALEGRE9	CS	230	3,5			01/01/2043
LT 230kV CANOAS2/GRAVATAÍ2 C1	CS	230	10,7			01/01/2043
LT 230kV CASTERTECH/CAXIAS DO SUL2 C1	CS	230	1,7			01/01/2043
LT 230kV CASTERTECH/CAXIAS6 C1	CS	230	4,2			01/01/2043
LT 230kV ELDORADO DO SUL/GUAÍBA2	CS	230	14,7			01/01/2043
LT 230kV ELDORADO DO SUL/PORTO ALEGRE9	CS	230	26,6			01/01/2043
LT 230kV FARROUPILHA ELETROSUL/GARIBALDI	CS	230	21,2			01/01/2043
LT 230kV FARROUPILHA ELETROSUL/SCHARLAU	CS	230	65,3			01/01/2043
LT 230kV GRAVATAÍ2/GRAVATAÍ3 C1	CD	230	13,1			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 230kV GRAVATAÍ2/GRAVATAÍ3 C2	CD	230	13,1			01/01/2043
LT 230kV GRAVATAÍ2/PORTO ALEGRE6 C1	CD	230	29,2			01/01/2043
LT 230kV GRAVATAÍ2/PORTO ALEGRE6 C2	CD	230	29,2			01/01/2043
LT 230kV GRAVATAÍ2/PORTO ALEGRE8 C1	CS	230	18,0			01/01/2043
LT 230kV GRAVATAÍ2/VIAMÃO3 C1	CS	230	20,5			01/01/2043
LT 230kV GRAVATAÍ3/OSÓRIO2 - RAMAL FIBRAPLAC	CS	230	72,1			01/01/2043
LT 230kV GUARITA/SANTA ROSA1 C1	CS	230	93,0			01/01/2043
LT 230kV IJUÍ2/SANTO ÂNGELO2 C1	CS	230	43,2			01/01/2043
LT 230kV IJUÍ2/UHE PASSO REAL C1	CS	230	104,0			01/01/2043
LT 230kV LAJEADO2/NOVA SANTA RITA C1	CS	230	96,9			01/01/2043
LT 230kV LAJEADO2/UHE PASSO REAL C1	CS	230	141,7			01/01/2043
LT 230kV MAÇAMBARÁ/SÃO BORJA2 C1	CS	230	53,6			01/01/2043
LT 230kV MISSÕES/SÃO BORJA2 C1	CS	230	111,8			01/01/2043
LT 230kV MISSÕES/SANTO ÂNGELO ELETROSUL	CS	230	64,3			01/01/2043
LT 230kV NOVA PETRÓPOLIS2/TAQUARA C1	CS	230	41,7			01/01/2043
LT 230kV NOVA SANTA RITA/PÓLO PETROQUÍMICO	CS	230	22,6			01/01/2043
LT 230kV NOVA SANTA RITA/UHE ITAÚBA C1	CS	230	204,2			01/01/2043
LT 230kV OSÓRIO2/TAQUARA C1	CS	230	56,9			01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE4/PORTO ALEGRE10 C1	CS	230	3,5			01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE6/PORTO ALEGRE13 C1	CS	230	9,6			01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE4/PORTO ALEGRE6 C1	CS	230	10,3			01/01/2043
LT 230kV PORTO ALEGRE6/VIAMÃO3 C1	CS	230	8,9			01/01/2043
LT 230kV PELOTAS 3/QUINTA C1	CS	230	43,7			01/01/2043
LT 230kV PELOTAS 3/UTE PRESIDENTE MÉDICI	CS	230	127,1			01/01/2043
LT 230kV GUARITA/PASSO FUNDO ELETROSUL	CS	230	87,1			01/01/2043
LT 230kV PASSO FUNDO ELETROSUL/SANTA MARTA	CS	230	96,0			01/01/2043
LT 230kV QUINTA/UTE PRESIDENTE MÉDICI C1	CS	230	153,1			01/01/2043
LT 230kV RESTINGA/VIAMÃO3 C1 [TESB]	CS	230				01/01/2043
LT 230kV SANTA MARIA3/SÃO VICENTE C1	CS	230	83,7			01/01/2043
LT 230kV SANTA MARIA3/UHE DONA FRANCISCA	CS	230	66,9			01/01/2043
LT 230kV SANTA MARTA/TAPERA2 C1	CS	230	60,5			01/01/2043
LT 230kV SANTO ÂNGELO2/SANTO ÂNGELO ELETROSUL	CS	230	5,6			01/01/2043
LT 230kV SANTA ROSA1/SANTO ÂNGELO ELETROSUL C1	CS	230	50,2			01/01/2043
LT 230kV UHE DONA FRANCISCA/UHE ITAÚBA C1	CD	230	23,1			01/01/2043
LT 230kV UHE DONA FRANCISCA/UHE ITAÚBA C2	CD	230	23,1			01/01/2043
LT 230kV PÓLO PETROQUÍMICO/UHE ITAÚBA C1	CS	230	201,0			01/01/2043
LT 230kV SANTA CRUZ1/UHE ITAÚBA C1	CS	230	127,5			01/01/2043
LT 230kV UHE ITAÚBA/UHE PASSO REAL C1	CS	230	30,3			01/01/2043
LT 230kV BAGÉ2/UTE PRESIDENTE MÉDICI C1	CS	230	50,8			01/01/2043
LT 230kV CAMAQUÃ/UTE PRESIDENTE MÉDICI C1	CS	230	196,0			01/01/2043
LT 230kV TAPERA2/UHE PASSO REAL C1	CS	230	58,0			01/01/2043
LT 230kV UHE PASSO REAL/VENÂNCIO AIRES C1	CS	230	136,6			01/01/2043
LT 230kV URUGUAIANAS/UTE URUGUAIANA C1	CS	230	5,1			15/11/2053
LT 230kV JD BOTÂNICO/PORTO ALEGRE10 C1	CS	230	5,4			01/01/2043
LT 230kV GRAVATAÍ2/JARDIM BOTÂNICO C1	CS	230	35,1			01/01/2043
LT 69kV ALEGRETE2/ALEGRETE ELETROSUL C1	CS	69	4,6			01/01/2043
LT 69kV CRUZ ALTA1/IJUÍ1 C1	CS	69	38,1			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 69kV CRUZ ALTA1/PANAMBI C1	CS	69	39,6			01/01/2043
LT 69kV CHARQUEADAS ELETROSUL/TRIUNFO C1	CS	69	15,0			01/01/2043
LT 69kV IJUÍ1/SANTO ÂNGELO1 C1	CS	69	34,0			01/01/2043
LT 69kV LAJEADO1/LAJEADO2 C1	CD	69	3,9			01/01/2043
LT 69kV LAJEADO1/LAJEADO2 C2	CD	69	3,9			01/01/2043
LT 69kV SANTO ÂNGELO1/SANTO ÂNGELO2 C1	CD	69	8,5			01/01/2043
LT 69kV SANTO ÂNGELO1/SANTO ÂNGELO2 C2	CD	69	12,8			01/01/2043
LT 69kV CHARQUEADAS ELETROSUL/SÃO JERÔNIMO C1	CS	69	12,4			01/01/2043
LT 69kV SÃO JERÔNIMO ELETROSUL/TRIUNFO C1	CS	69	4,2			01/01/2043
LT 69kV CARAZINHO/SANTA MARTA C1	CS	69	41,4			01/01/2043
LT 69kV UHE BUGRES/UHE CANASTRA C1	CS	69	7,6			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		27,25	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		100	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		25	01/10/1967	01/01/2043
SE FIBRAPLAC		230		0	15/06/2003	01/01/2043
SE GARIBALDI 1		230		330	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		150	19/10/1997	01/01/2043
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.PETROQUIMICO		230		100	18/01/1982	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 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		175	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		361,5	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>786,68</b>	<b>2244</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
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	CS	230	11,3		22/11/2013	19/11/2039
SE PORTO ALEGRE 4		230		0	22/11/2013	19/11/2039

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 PORTO ALEGRE 9		230		0	22/11/2013	19/11/2039
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
SE SANTA MARIA 3		230		166	19/05/2016	29/01/2044
SE PINHALZINHO		230		450	28/02/2018	29/01/2044
LT 230 kV SANTO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ	CS	230	199		06/12/2019	29/01/2044
LT 230 kV FOZ DO CHAPECO /PINHALZINHO C-1	CS	230	36		28/02/2018	29/01/2044
<b>TESB - TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.</b>						
JARDIM BOTÂNICO		230		166	19/03/2019	27/07/2041
PORTO ALEGRE 13		230		0	11/03/2019	27/07/2041
RESTINGA		230		166	06/12/2018	27/07/2041
VIAMÃO 3		230		249	04/07/2017	27/07/2041
LT 230 kV JARDIM BOTÂNICO FIC /JARDIM BOTÂNICO RS	CD	230	3,2		19/03/2019	27/07/2041
LT 230 kV RESTINGA / VIAMÃO 3 RS	CS	230	17,2		06/12/2018	27/07/2041

#### 4.6.2. 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 (R\$ x mil)	RAP Proporcional (R\$ x mil)	Ano de Degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
		729.281,77	688.507,98			
LT 138 kV EREXIM 1 / PASSO FUNDO RS	100%	2.597,69	2.597,69	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV JACUI / PASSO REAL RS	100%	424,31	424,31	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA / PASSO REAL RS	100%	2.091,37	2.091,37	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV U.D.FRANCISCA / ITAUBA RS	100%	1.435,37	1.435,37	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV C.INDUSTRIAL / CANOAS 3 RS	100%	79,96	79,96	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV CANASTRA / TRÊS COROAS RS	100%	214,28	214,28	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV CANOAS 3 / CACHOEIRINHA 1 RS	100%	158,03	158,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV JACUI / CRUZ ALTA 1 RS	100%	821,83	821,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV JACUI / SANTA MARIA 1 RS	100%	1.084,46	1.084,46	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV L. VERMELHA 1 / VACARIA RS	100%	2.160,11	2.160,11	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV MASSEY-SPRINGER /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	77,77	77,77	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV P.LANSUL /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	7,62	7,62	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV S. LUIZ /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	100%	6,78	6,78	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV SANTA MARIA 1 /SANTA MARIA 3 RS	100%	94,07	94,07	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
LT 138 kV SANTA MARIA 3 /ALEGRETE RS	100%	2.382,98	2.382,98	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV SANTA MARTA /L. VERMELHA 1 RS	100%	3.059,10	3.059,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV SCHARLAU /C.INDUSTRIAL RS	100%	501,35	501,35	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV TAQUARA /CACHOEIRINHA 1 RS	100%	558,39	558,39	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV TAQUARA /OSÓRIO 2 RS	100%	776,94	776,94	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV TRES COROAS /TAQUARA RS	100%	260,66	260,66	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ALEGRETE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	100%	10.925,63	10.925,63	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ALEGRETE 2 /MACAMBARÁ RS	100%	7.054,10	7.054,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ALEGRETE 2 /URUGUAIANA 5 RS	100%	10.932,66	10.932,66	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV BAGÉ 2 / LIVRAMENTO 2 RS	100%	12.888,65	12.888,65	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / CANOAS 1 RS	100%	408,63	408,63	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / CANOAS 2 RS	100%	891,35	891,35	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / CHARQUEADAS RS	100%	3.994,17	3.994,17	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / GRAVATAI 2 RS	100%	3.343,01	3.343,01	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / GUAIBA 2 RS	100%	12.013,51	12.013,51	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / NOVA STA RITA RS	100%	3.850,65	3.850,65	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / P.PETROQUÍMICO RS	100%	2.208,04	2.208,04	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	646,59	646,59	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV C.INDUSTRIAL /V. AIRES RS	100%	1.829,93	1.829,93	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMAQUA /GUAÍBA 2 RS	100%	1.651,30	1.651,30	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMAQUÃ 3 /PELOTAS 3 RS	100%	6.073,98	6.073,98	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMPO BOM /CAXIAS RS	100%	6.218,89	6.218,89	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMPO BOM /GRAVATAI 2 RS	100%	2.453,74	2.453,74	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CANOAS 1 /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	408,63	408,63	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CANOAS 2 /GRAVATAI 2 RS	100%	1.135,42	1.135,42	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CASTERTECH /CAXIAS SUL 6 RS	100%	71,11	71,11	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS /FARROUPILHA RS	100%	3.900,83	3.900,83	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 /CASTERTECH RS	100%	42,27	42,27	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 /FARROUPILHA RS	100%	1.145,16	1.145,16	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAXIAS SUL 6 /CAXIAS RS	100%	401,12	401,12	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CHARQUEADAS /SANTA CRUZ 1 RS	100%	10.955,35	10.955,35	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ELDORADO SUL /PORTO ALEGRE 9 RS	100%	390,76	390,76	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV FARROUPILHA /SCHARLAU RS	100%	2.993,08	2.993,08	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV FIBRAPLAC /OSORIO 2 RS	100%	4.048,67	4.048,67	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GARIBALDI 1 /FARROUPILHA RS	100%	425,51	425,51	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /GRAVATAI 3 RS	100%	1.404,95	1.404,95	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /JARDIM BOTANICO FIC RS	100%	3.648,01	3.648,01	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 6 RS	100%	4.318,19	4.318,19	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /PORTO ALEGRE 8 RS	100%	361,28	361,28	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GRAVATAI 2 /VIAMAO 3 RS	100%	519,69	519,69	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
LT 230 kV GRAVATAI 3 /FIBRAPLAC RS	100%	2.357,92	2.357,92	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUAIBA 2 /CAMAQUA 3 RS	100%	4.579,47	4.579,47	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUAIBA 2 /ELDORADO SUL RS	100%	1.034,54	1.034,54	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV GUARITA /SANTA ROSA 1 RS	100%	4.289,66	4.289,66	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV IJUI 2 /SANTO ANGELO 2 RS	100%	3.668,02	3.668,02	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /NOVA STA RITA RS	100%	9.417,88	9.417,88	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /P.PETROQUIMIC RS	100%	17.131,50	17.131,50	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV ITAUBA /SANTA CRUZ 1 RS	100%	11.083,18	11.083,18	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV JARDIM BOTANICO FIC /PORTO ALEGRE 10 RS	100%	214,53	214,53	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV LAJEADO 2 /NOVA STA RITA RS	100%	1.753,84	1.753,84	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV LAJEADO 2 /PASSO REAL RS	100%	2.606,50	2.606,50	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV MACAMBARA /SAO BORJA 2 RS	100%	4.556,25	4.556,25	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV MISSOES /SAO BORJA 2 RS	100%	2.041,15	2.041,15	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV N. PETROPOLIS 2 /CAXIAS RS	100%	510,22	510,22	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV P.PETROQUIMIC /NOVA STA RITA RS	100%	1.167,08	1.167,08	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /GUARITA RS	100%	7.409,23	7.409,23	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO FUNDO /SANTA MARTA RS	100%	4.428,04	4.428,04	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /IJUI 2 RS	100%	8.848,73	8.848,73	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /TAPER 2 RS	100%	1.048,44	1.048,44	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PASSO REAL /V.AIRES RS	100%	2.481,87	2.481,87	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PELOTAS 3 /QUINTA RS	100%	3.736,98	3.736,98	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 10 /PORTO ALEGRE 4 RS	100%	3.289,52	3.289,52	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 13 RS	100%	1.032,18	1.032,18	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 6 /PORTO ALEGRE 4 RS	100%	346,84	346,84	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /BAGE 2 RS	100%	4.334,82	4.334,82	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /CAMAQUA RS	100%	3.594,54	3.594,54	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /PELOTAS 3 RS	100%	23.263,08	23.263,08	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PRE.MEDICI /QUINTA RS	100%	2.796,26	2.796,26	2020	Julho	IGPM
LT 230 kV SANTA MARIA 3 /ALEGRETE 2 RS	100%	16.692,91	16.692,91	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTA MARIA 3 /U.D.FRANCISCA RS	100%	5.187,31	5.187,31	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTA MARTA /TAPER 2 RS	100%	1.118,50	1.118,50	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO /MISSOES RS	100%	1.167,87	1.167,87	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO /SANTA ROSA 1 RS	100%	4.317,79	4.317,79	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ANGELO /SANTO ANGELO 2 RS	100%	123,05	123,05	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SCHARLAU /CHARQUEADAS RS	100%	3.110,24	3.110,24	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV TAQUARA /N. PETROPOLIS 2 RS	100%	637,56	637,56	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV TAQUARA /OSORIO 2 RS	100%	1.034,57	1.034,57	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV UTE URUGUAIANA /ALEGRETE 2 RS	100%	2.045,85	2.045,85	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
LT 230 kV UTE URUGUAIANA /URUGUAIANA 5 RS	100%	50,34	50,34	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV VIAMAO 3 /PORTO ALEGRE 6 RS	100%	146,03	146,03	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV ALEGRETE 2 /ALEGRETE RS	100%	304,31	304,31	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV BUGRES /CANASTRA RS	100%	98,42	98,42	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /IJUI RS	100%	409,54	409,54	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV CRUZ ALTA 1 /PANAMBI RS	100%	420,32	420,32	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV IJUI /SANTO ANGELO RS	100%	366,43	366,43	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV LAJEADO 1 /CERTEL 2 RS	100%	6,58	6,58	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV LAJEADO 2 /LAJEADO 1 RS	100%	459,67	459,67	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SANTA MARTA /CARAZINHO RS	100%	1.193,30	1.193,30	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SANTO ANGELO 2 /SANTO ANGELO RS	100%	1.038,69	1.038,69	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV SAO JERONIMO /CHARQUEADAS RS	100%	148,42	148,42	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV TRIUNFO /CHARQUEADAS RS	100%	193,09	193,09	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 69 kV TRIUNFO /SAO JERONIMO RS	100%	63,40	63,40	Não aplicável	Julho	IPCA
ALEGRETE 2	100%	9.127,30	9.127,30	Não aplicável	Julho	IPCA
BAGE 2	100%	8.961,20	8.961,20	Não aplicável	Julho	IPCA
BUGRES	100%	992,47	992,47	Não aplicável	Julho	IPCA
C.INDUSTRIAL	100%	15.953,74	15.953,74	Não aplicável	Julho	IPCA
CACHOEIRINHA 1	100%	6.236,88	6.236,88	Não aplicável	Julho	IPCA
CAMAQUA	100%	6.978,61	6.978,61	Não aplicável	Julho	IPCA
CAMAQUA 3	100%	201,78	201,78	Não aplicável	Julho	IPCA
CAMPO BOM	100%	10.330,98	10.330,98	Não aplicável	Julho	IPCA
CANASTRA	100%	1.490,45	1.490,45	Não aplicável	Julho	IPCA
CANOAS 1	100%	9.718,32	9.718,32	Não aplicável	Julho	IPCA
CANOAS 2	100%	966,79	966,79	Não aplicável	Julho	IPCA
CANOAS 3	100%	597,57	597,57	Não aplicável	Julho	IPCA
CASTERTECH	100%	501,13	501,13	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS	100%	1.772,84	1.772,84	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS SUL 2	100%	7.214,64	7.214,64	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS SUL 5	100%	4.216,76	4.216,76	Não aplicável	Julho	IPCA
CAXIAS SUL 6	100%	201,78	201,78	Não aplicável	Julho	IPCA
CRUZ ALTA 1	100%	5.740,43	5.740,43	Não aplicável	Julho	IPCA
ELDORADO SUL	100%	5.611,06	5.611,06	Não aplicável	Julho	IPCA
EREXIM 1	100%	5.383,62	5.383,62	Não aplicável	Julho	IPCA
FARROUPILHA 1	100%	2.552,14	2.552,14	Não aplicável	Julho	IPCA
FIBRAPLAC	100%	753,56	753,56	Não aplicável	Julho	IPCA
GARIBALDI 1	100%	4.184,75	4.184,75	Não aplicável	Julho	IPCA
GRAVATAI 2	100%	21.601,45	21.601,45	Não aplicável	Julho	IPCA
GRAVATAI 3	100%	811,63	811,63	Não aplicável	Julho	IPCA
GUAIBA 2	100%	6.597,80	6.597,80	Não aplicável	Julho	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
GUARITA	100%	9.515,71	9.515,71	Não aplicável	Julho	IPCA
IJUI	100%	4.558,40	4.558,40	Não aplicável	Julho	IPCA
IJUI 2	100%	201,13	201,13	Não aplicável	Julho	IPCA
ITAUBA	100%	4.955,65	4.955,65	Não aplicável	Julho	IPCA
JACUI	100%	2.723,20	2.723,20	Não aplicável	Julho	IPCA
LAJEADO 2	100%	13.806,23	13.806,23	Não aplicável	Julho	IPCA
LIVRAMENTO 2	100%	7.221,87	7.221,87	Não aplicável	Julho	IPCA
MACAMBARA	100%	9.040,28	9.040,28	Não aplicável	Julho	IPCA
MISSOES	100%	182,69	182,69	Não aplicável	Julho	IPCA
N. PETROPOLIS 2	100%	201,78	201,78	Não aplicável	Julho	IPCA
NOVA PRATA 2	100%	11.737,61	11.737,61	Não aplicável	Julho	IPCA
NOVA STA RITA	100%	1.820,58	1.820,58	Não aplicável	Julho	IPCA
OSORIO 2	100%	13.207,90	13.207,90	Não aplicável	Julho	IPCA
P.PETROQUIMIC	100%	4.188,60	4.188,60	Não aplicável	Julho	IPCA
PANAMBI	100%	1.587,01	1.587,01	Não aplicável	Julho	IPCA
PASSO REAL	100%	8.006,31	8.006,31	Não aplicável	Julho	IPCA
PELOTAS 3	100%	8.424,48	8.424,48	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 10	100%	9.766,39	9.766,39	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 13	100%	6.427,94	6.427,94	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 4	100%	11.045,55	11.045,55	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 6	100%	8.644,78	8.644,78	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 8	100%	3.406,00	3.406,00	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 9	100%	7.861,53	7.861,53	Não aplicável	Julho	IPCA
PRE.MEDICI	100%	7.303,02	7.303,02	Não aplicável	Julho	IPCA
QUINTA	100%	16.239,49	16.239,49	Não aplicável	Julho	IPCA
S.VICENTE SUL	100%	9.355,16	9.355,16	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA CRUZ 1	100%	7.142,23	7.142,23	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA MARIA 1	100%	4.056,01	4.056,01	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA MARIA 3	100%	8.358,44	8.358,44	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA MARTA	100%	12.286,24	12.286,24	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTA ROSA 1	100%	9.067,74	9.067,74	Não aplicável	Julho	IPCA
SANTO ANGELO 2	100%	9.569,01	9.569,01	Não aplicável	Julho	IPCA
SAO BORJA 2	100%	7.233,93	7.233,93	Não aplicável	Julho	IPCA
SCHARLAU	100%	11.358,82	11.358,82	Não aplicável	Julho	IPCA
TAPERA 2	100%	991,93	991,93	Não aplicável	Julho	IPCA
TAQUARA	100%	9.839,50	9.839,50	Não aplicável	Julho	IPCA
U.D.FRANCISCA	100%	1.152,35	1.152,35	Não aplicável	Julho	IPCA
URUGUAIANA 5	100%	6.644,80	6.644,80	Não aplicável	Agosto	IPCA
UTE URUGUAIANA	100%	546,16	546,16	Não aplicável	Setembro	IPCA

Linhas de Transmissão e Subestações em Operação - Características Financeiras						
V.AIRES	100%	5.000,10	5.000,10	Não aplicável	Outubro	IPCA
VIAMAO 3	100%	201,13	201,13	Não aplicável	Novembro	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		170.281,06	62.249,39			
<b>ETAU - EMPRESA TRANSMISSORA DO ALTO URUGUAI S.A.</b>						
LT 230 kV BARRA GRANDE /C.NOVOS SC	10%	4.828,74	482,87	2020	Julho	IPCA
LT 230 kV BARRA GRANDE /L.VERMELHA 2 SC/RS	10%	8.280,94	828,09	2020	Julho	IPCA
LT 230 kV L.VERMELHA 2 /SANTA MARTA RS	10%	12.006,07	1.200,61	2020	Julho	IPCA
L.VERMELHA 2	10%	21.248,34	2.124,83	2020	Julho	IPCA
C.NOVOS	10%	2.322,03	232,20	2020	Julho	IPCA
SANTA MARTA	10%	2.227,18	222,72	2020	Julho	IPCA
<b>TSLE - TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 525 kV NOVA STA RITA /POVO NOVO RS	49%	31.276,84	15.325,65	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 525 kV POVO NOVO /MARMELEIRO RS	49%	18.100,13	8.869,06	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 525 kV MARMELEIRO /STA V.PALMAR RS	49%	5.787,89	2.836,06	Não aplicável	Julho	IPCA
POVO NOVO	49%	24.820,17	12.161,88	Não aplicável	Julho	IPCA
MARMELEIRO	49%	25.018,07	12.258,85	Não aplicável	Julho	IPCA
STA V.PALMAR	49%	9.367,54	4.590,09	Não aplicável	Julho	IPCA
NOVA STA RITA	49%	4.699,08	2.302,55	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%	8.235,83	1.647,17	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 4	20%	335,15	67,03	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 9	20%	335,15	67,03	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
SANTA MARIA 3	49%	3.990,90	1.955,54	Não aplicável	Julho	IPCA
PINHALZINHO	49%	6.331,53	3.102,45	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV FOZ DO CHAPECO /PINHALZINHO RS/SC	49%	1.471,19	720,88	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV SANTO ÂNGELO/MAÇAMBARÁ	49%	4.801,17	2352,57	Não aplicável	Julho	IPCA
FOZ DO CHAPECO	49%	490,20	240,20	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>TESB - TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.</b>						
JARDIM BOTANICO	93%	7.940,37	7.355,17	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV JARDIM BOTANICO FIC /JARDIM BOTANICO RS	93%	1.688,95	1.564,47	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV RESTINGA /VIAMAO 3 RS	93%	848,66	786,11	Não aplicável	Julho	IPCA
PORTO ALEGRE 13	93%	159,89	148,10	Não aplicável	Julho	IPCA
RESTINGA	93%	2.830,88	2.622,24	Não aplicável	Julho	IPCA
VIAMAO 3	93%	3.895,12	3.608,05	Não aplicável	Julho	IPCA

A Transmissora executa projetos de ampliação e contratação na Rede Básica, conforme o quadro 06:

**Quadro 06**

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>113,67</b>	<b>0,00</b>		
SE Canastra (Adequação)		138				01/01/2043
SE Osório 2 (Adequação)		138				01/01/2043
SE Porto Alegre 6 (Adequação)		69				01/01/2043
SE Porto Alegre 10 (Adequação)		13,8				01/01/2043
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
LT 230 kV UPME-CDT (Adequação)	CS	230	3,0			01/01/2043
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>122,00</b>	<b>249,00</b>		
<b>TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.</b>						
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 8 - RS	CS	230	12,00			27/07/2041
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / NOVA SANTA RITA - RS	CS	230	29,00			27/07/2041
LT 230 kV CAMPO BOM / TAQUARA - RS	CS	230	29,00			27/07/2041
LT 230 kV RESTINGA / PORTO ALEGRE 13 - RS	CS	230	13,00			27/07/2041
SE CANDELÁRIA 2		230		166,00		27/07/2041
SE JARDIM BOTÂNICO		230		83,00		27/07/2041
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 kV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO - C2	CS	230	39,00			29/01/2044
<b>Total</b>			<b>235,67</b>	<b>249,00</b>		

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

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações e Linhas de Transmissão			
Região	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
Hortências	SE Usina Canastra	Adequação	Em andamento
Litoral	SE Osório 2	Adequação	Em andamento
Sul	LT 230 kV UPME-CDT	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 - SPEs, em leilões realizados pela ANEEL. A seguir estão discriminados os empreendimentos viabilizados em participações em 2019:

**Quadro 07**

Expansão da Transmissão - SPEs - Início de Operação em 2019			
SPE	Participação CEEE-GT	Instalação	Escopo
TESB	92,63%	SE Jardim Botânico	Nova Subestação - 2 Transformadores 230/69 kV - 83 MVA

TESB	92,63%	LT 230 kV Ramal Jardim Botânico	Novo Segmento de Linha de Transmissão 230 kV
TESB	92,63%	SE Porto Alegre 13	Ampliação da Subestação existente - Novo arranjo do barramento 230 kV
FOTE	49%	LT 230 kV Santo Ângelo - Maçambará	Nova Linha de Transmissão

Projetos de Linhas e Subestações – Características Financeiras						
Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ x mil)	RAP Proporcional (R\$ x mil)	Ano de Degradação da RAP	Mês Base	Índice de Correção
<b>Integral</b>		<b>10.550,84</b>	<b>10.550,84</b>			
SE Canastra (Adequação)	100%	1.409,73	1.409,73	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Osório 2 (Adequação)	100%	1.280,74	1.280,74	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Porto Alegre 6 (Adequação)	100%	487,19	487,19	Não aplicável	Julho	IPCA
SE Porto Alegre 10 (Adequação)	100%	809,98	809,98	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV UJAC-SMA1 (Adequação)	100%	3.624,94	3.624,94	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 138 kV CIN - SCH C2 (Adequação)	100%	2.701,29	2.701,29	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV UPME-CDT (Adequação)	100%	236,97	236,97	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		<b>23.149,18</b>	<b>16.869,35</b>			
<b>TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.</b>						
SE CAMPO BOM	93%	303,79	281,40	Não aplicável	Julho	IPCA
SE CANDELÁRIA 2	93%	2.687,43	2.489,37	Não aplicável	Julho	IPCA
SE JARDIM BOTÂNICO	93%	2.276,91	2.109,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV CAMPO BOM / TAQUARA - RS	93%	1.339,85	1.241,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / NOVA SANTA RITA - RS	93%	2.107,65	1.952,32	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 8 - RS	93%	1.474,79	1.366,10	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV RESTINGA / PORTO ALEGRE 13 - RS	93%	364,61	337,74	Não aplicável	Julho	IPCA
SE NOVA SANTA RITA	93%	303,79	281,40	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 13	93%	293,70	272,05	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 8	93%	303,79	281,40	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PORTO ALEGRE 9	93%	607,58	562,80	Não aplicável	Julho	IPCA
SE RESTINGA	93%	298,47	276,48	Não aplicável	Julho	IPCA
SE TAQUARA	93%	303,79	281,40	Não aplicável	Julho	IPCA
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 kV SANTO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ	49%	6.711,67	3.288,72	Não aplicável	Julho	IPCA
LT 230 kV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO C2	49%	1.471,19	720,88	Não aplicável	Julho	IPCA
SE PINHALZINHO	49%	357,24	175,05	Não aplicável	Julho	IPCA
SE MAÇAMBARÁ	49%	962,51	471,63	Não aplicável	Julho	IPCA
SE FOZ DO CHAPECÓ	49%	490,20	240,20	Não aplicável	Julho	IPCA
SE SANTO ÂNGELO	49%	490,22	240,21	Não aplicável	Julho	IPCA

Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimento						
Controladora						
Linha de Transmissão (R\$ Mil)	Evolução Física (dez/2017)	Investimento Realizado (dez/2017)*	Evolução Física (dez/2018)	Investimento Realizado (dez/2018)*	Evolução Física (dez/2019)	Investimento Realizado (dez/2019)*
<b>Integral</b>				<b>2.881,90</b>		<b>5.855,11</b>
SE Canastra	N.A.	N.A.	0%	52,38	22,3%	3.246,69
SE Osório 2	N.A.	N.A.	0%	2.391,22	33,7%	1.196,50
SE Porto Alegre 10	N.A.	N.A.	1,8%	438,30	72,6%	1.411,92
LT 138 kV UJAC-SMA1 (Adequação)	N.A.	N.A.	0%	N.A.	0%	-
LT 138 kV CIN - SCH C2 (Adequação)	N.A.	N.A.	0%	N.A.	0%	-
LT 230 kV UPME-CDT (Adequação)						-
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>						
<b>TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.</b>						
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	90%	N/D
LT 230 kV RESTINGA / VIAMÃO 3 RS	N/D	N/D	89,6%	N/D	100%	N/D
LT 230 kV JARDIM BOTÂNICO FIC / JARDIM BOTÂNICO	N/D	N/D	70%	N/D	100%	N/D
SE CANDELÁRIA 2	N/D	N/D	46,6%	51.197,81	64,9%	N/D
SE JARDIM BOTÂNICO	N/D	N/D	70%	66.162,25	100%	N/D
SE RESTINGA	N/D	N/D	89,6%	91.190,89	100%	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	100%	N/D
SE TAQUARA	N/D	N/D	31,8%	N/D	32%	N/D
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>						
LT 230 kV SANTO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ	N/D	N/D	N/D	132.150,00	100%	
LT 230 kV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO C1 e C2	N/D	N/D	N/D		50%	
SE PINHALZINHO	N/D	N/D	N/D		100%	
SE SANTA MARIA 3	N/D	N/D	N/D		100%	
SE MAÇAMBARÁ	N/D	N/D	N/D		100%	
SE FOZ DO CHAPECÓ	N/D	N/D	N/D		100%	
SE SANTO ÂNGELO	N/D	N/D	N/D		100%	

\* Investimento realizado apenas dos empreendimentos listados abaixo

#### 4.6.3. RAP Esperada

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Controlada - Integral</b>	<b>670.768,43</b>	<b>690.467,65</b>	<b>729.281,77</b>	<b>736.790,28</b>	<b>737.638,87</b>	<b>737.638,87</b>	<b>737.638,87</b>
LT 138 kV ERECHIM 1 / PASSO FUNDO RS	2.412,67	2.482,07	2.597,69	2.597,69	2.597,69	2.597,69	2.597,69
LT 138 kV JACUI / PASSO REAL RS	394	405,42	424,31	424,31	424,31	424,31	424,31
LT 230 kV ITAUBA / PASSO REAL RS	2.918,31	1.998,29	2.091,37	2.091,37	2.091,37	2.091,37	2.091,37
LT 230 kV U.D. FRANCISCA / ITAUBA RS	1.955,36	1.371,48	1.435,37	1.435,37	1.435,37	1.435,37	1.435,37
LT 138 kV C. INDUSTRIAL / CANOAS 3 RS	74,25	76,4	79,96	79,96	79,96	79,96	79,96

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
LT 138 kV CANASTRA / TRES COROAS RS	198,87	204,74	214,28	214,28	214,28	214,28	214,28
LT 138 kV CANOAS 3 / CACHOEIRINHA 1 RS	146,72	151	158,03	158,03	158,03	158,03	158,03
LT 138 kV JACUI / CRUZ ALTA 1 RS	762,72	785,25	821,83	821,83	821,83	821,83	821,83
LT 138 kV JACUI / SANTA MARIA 1 RS	1.006,47	1.036,19	1.084,46	1.084,46	1.084,46	1.084,46	1.084,46
LT 138 kV L. VERMELHA 1 /VACARIA RS	3.391,02	2.063,97	2.160,11	2.160,11	2.160,11	2.160,11	2.160,11
LT 138 kV MASSEY-SPRINGER /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	66,12	74,17	77,77	77,77	77,77	77,77	77,77
LT 138 kV P.LANSUL /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	6,48	7,27	7,62	7,62	7,62	7,62	7,62
LT 138 kV S. LUIZ /RL (SCHARLAU / C.INDUSTRIAL) RS	5,76	6,46	6,78	6,78	6,78	6,78	6,78
LT 138 kV STA MARIA 1 / STA MARIA 3 RS	87,3	89,88	94,07	94,07	94,07	94,07	94,07
LT 138 kV SANTA MARIA 3 /ALEGRETE RS	2.211,60	2.276,92	2.382,98	2.382,98	2.382,98	2.382,98	2.382,98
LT 138 kV STA MARTA / L. VERMELHA 1 RS	4.802,29	2.922,94	3.059,10	3.059,10	3.059,10	3.059,10	3.059,10
LT 138 kV SCHARLAU / C. INDUSTRIAL RS	465,29	479,03	501,35	501,35	501,35	501,35	501,35
LT 138 kV TAQUARA / CACHOEIRINHA 1 RS	518,26	533,54	558,39	558,39	558,39	558,39	558,39
LT 138 kV TAQUARA / OSORIO 2 RS	721,13	742,36	776,94	994,38	994,38	994,38	994,38
LT 138 kV TRES COROAS / TAQUARA RS	241,94	249,06	260,66	260,66	260,66	260,66	260,66
LT 230 kV ALEGRETE 2 / LIVRAMENTO 2 RS	9.289,39	10.419,12	10.925,63	10.925,63	10.925,63	10.925,63	10.925,63
LT 230 kV ALEGRETE 2 / MACAMBARA RS	5.997,66	6.727,07	7.054,10	7.054,10	7.054,10	7.054,10	7.054,10
LT 230 kV ALEGRETE 2 / URUGUAIANA 5 RS	9.205,40	10.426,03	10.932,66	10.932,66	10.932,66	10.932,66	10.932,66
LT 230 kV BAGE 2 /LIVRAMENTO 2 RS	10.958,43	12.291,14	12.888,65	12.888,65	12.888,65	12.888,65	12.888,65
LT 230 kV C. INDUSTRIAL / CANOAS 1 RS	-	390,44	408,63	408,63	408,63	408,63	408,63
LT 230 kV C. INDUSTRIAL / CANOAS 2 RS	757,86	850,03	891,35	891,35	891,35	891,35	891,35
LT 230 kV C. INDUS. / CHARQUEADAS RS	3.396,00	3.809,00	3.994,17	3.994,17	3.994,17	3.994,17	3.994,17
LT 230 kV C. INDUS. / GRAVATAI 2 RS	2.842,36	3.188,03	3.343,01	3.343,01	3.343,01	3.343,01	3.343,01
LT 230 kV C. INDUS. / GUAIBA 2 RS	9.721,13	11.459,10	12.013,51	12.013,51	12.013,51	12.013,51	12.013,51
LT 230 kV C. INDUS. / NOVA STA RITA RS	4.120,52	3.675,02	3.850,65	3.850,65	3.850,65	3.850,65	3.850,65
LT 230 kV C. INDUS. / P. PETROQUIMICO RS	1.877,36	2.105,67	2.208,04	2.208,04	2.208,04	2.208,04	2.208,04
LT 230 kV C. INDUS. / PORTO ALEGRE 9 RS	2.030,07	617,81	646,59	646,59	646,59	646,59	646,59
LT 230 kV C.INDUSTRIAL / V. AIRES RS	1.698,32	1.748,48	1.829,93	1.829,93	1.829,93	1.829,93	1.829,93
LT 230 kV CAMAQUA / GUAIBA 2 RS	1.532,54	1.577,80	1.651,30	1.651,30	1.651,30	1.651,30	1.651,30
LT 230 kV CAMAQUA 3 / PELOTAS 3 RS	5.164,68	5.792,40	6.073,98	6.073,98	6.073,98	6.073,98	6.073,98
LT 230 kV CAMPO BOM / CAXIAS RS	5.372,75	5.932,61	6.218,89	6.218,89	6.218,89	6.218,89	6.218,89
LT 230 kV CAMPO BOM / GRAVATAI 2 RS	2.121,21	2.340,81	2.453,74	2.453,74	2.453,74	2.453,74	2.453,74
LT 230 kV CANOAS 1 / PORTO ALEGRE 9 RS	-	390,44	408,63	408,63	408,63	408,63	408,63
LT 230 kV CANOAS 2 / GRAVATAI 2 RS	965,37	1.082,78	1.135,42	1.135,42	1.135,42	1.135,42	1.135,42
LT 230 kV CASTERTECH / CAXIAS SUL 6 RS	66	67,95	71,11	71,11	71,11	71,11	71,11
LT 230 kV CAXIAS / FARROUPILHA RS	3.316,64	3.719,99	3.900,83	3.900,83	3.900,83	3.900,83	3.900,83
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 / CASTERTECH RS	39,23	40,39	42,27	42,27	42,27	42,27	42,27
LT 230 kV CAXIAS SUL 2 / FARROUPILHA RS	1.797,71	1.094,19	1.145,16	1.145,16	1.145,16	1.145,16	1.145,16

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
LT 230 kV CAXIAS SUL 6 / CAXIAS RS	372,27	383,26	401,12	401,12	401,12	401,12	401,12
LT 230 kV CHARQUEADAS / STA CRUZ 1 RS	9.356,96	10.448,46	10.955,35	10.955,35	10.955,35	10.955,35	10.955,35
LT 230 kV ELDORADO SUL / P. ALEGRE 9 RS	-	373,37	390,76	390,76	390,76	390,76	390,76
LT 230 kV FARROUPILHA / SCHARLAU RS	4.698,64	2.859,86	2.993,08	2.993,08	2.993,08	2.993,08	2.993,08
LT 230 kV FIBRAPLAC / OSORIO 2 RS	3.442,34	3.860,98	4.048,67	4.048,67	4.048,67	4.048,67	4.048,67
LT 230 kV GARIBALDI 1 / FARROUPILHA RS	394,9	406,57	425,51	425,51	425,51	425,51	425,51
LT 230 kV GRAVATAI 2 / GRAVATAI 3 RS	1.194,54	1.339,81	1.404,95	2.321,69	2.321,69	2.321,69	2.321,69
LT 230 kV GRAVATAI 2 / JARDIM BOTANICO FIC RS	-	-	3.648,01	3.648,01	3.648,01	3.648,01	3.648,01
LT 230 kV GRAVATAI 2 / P. ALEGRE 10 RS	3.284,08	3.683,47	-	-	-	-	-
LT 230 kV GRAVATAI 2 / P. ALEGRE 6 RS	4.288,24	4.118,00	4.318,19	4.318,19	4.318,19	4.318,19	4.318,19
LT 230 kV GRAVATAI 2 / P. ALEGRE 8 RS	335,3	345,2	361,28	361,28	361,28	361,28	361,28
LT 230 kV GRAVATAI 2 / VIAMÃO 3 RS	-	496,56	519,69	519,69	519,69	519,69	519,69
LT 230 kV GRAVATAI 3 / FIBRAPLAC RS	2.004,80	2.248,61	2.357,92	2.357,92	2.357,92	2.357,92	2.357,92
LT 230 kV GUAIBA 2 / CAMAQUA 3 RS	3.893,99	4.367,17	4.579,47	4.579,47	4.579,47	4.579,47	4.579,47
LT 230 kV GUAIBA 2 / ELDORADO SUL RS	-	988,5	1.034,54	1.034,54	1.034,54	1.034,54	1.034,54
LT 230 kV GUARITA / SANTA ROSA 1 RS	6.734,07	4.098,73	4.289,66	4.289,66	4.289,66	4.289,66	4.289,66
LT 230 kV IJUI 2 / SANTO ÂNGELO 2 RS	3.113,60	3.497,99	3.668,02	3.668,02	3.668,02	3.668,02	3.668,02
LT 230 kV ITAUBA / NOVA STA RITA RS	14.784,53	8.998,70	9.417,88	9.417,88	9.417,88	9.417,88	9.417,88
LT 230 kV ITAUBA / P. PETROQUÍMICO RS	14.565,86	16.337,29	17.131,50	17.131,50	17.131,50	17.131,50	17.131,50
LT 230 kV ITAUBA / SANTA CRUZ 1 RS	9.423,35	10.569,37	11.083,18	11.083,18	11.083,18	11.083,18	11.083,18
LT 230 kV JARDIM BOTANICO FIC /PORTO ALEGRE 10 RS	-	-	214,53	214,53	214,53	214,53	214,53
LT 230 kV LAJEADO 2 / NOVA STA RITA RS	1.627,71	1.675,78	1.753,84	1.753,84	1.753,84	1.753,84	1.753,84
LT 230 kV LAJEADO 2 / PASSO REAL RS	2.419,04	2.490,48	2.606,50	2.606,50	2.606,50	2.606,50	2.606,50
LT 230 kV MACAMBARA / SAO BORJA 2 RS	3.873,90	4.345,02	4.556,25	4.556,25	4.556,25	4.556,25	4.556,25
LT 230 kV MISSOES / SAO BORJA 2 RS	1.894,35	1.950,30	2.041,15	2.041,15	2.041,15	2.041,15	2.041,15
LT 230 kV N. PETROPOLIS 2 /CAXIAS RS	473,52	487,51	510,22	510,22	510,22	510,22	510,22
LT 230 kV P. PETROQUI. / N. STA RITA RS	992,3	1.112,98	1.167,08	1.167,08	1.167,08	1.167,08	1.167,08
LT 230 kV PASSO FUNDO /GUARITA RS	6.299,61	7.065,74	7.409,23	7.409,23	7.409,23	7.409,23	7.409,23
LT 230 kV PASSO FUNDO /STA MARTA RS	6.951,29	4.230,95	4.428,04	4.428,04	4.428,04	4.428,04	4.428,04
LT 230 kV PASSO REAL /IJUI 2 RS	7.521,88	8.438,51	8.848,73	8.848,73	8.848,73	8.848,73	8.848,73
LT 230 kV PASSO REAL /TAPERA 2 RS	973,03	1.001,77	1.048,44	1.048,44	1.048,44	1.048,44	1.048,44
LT 230 kV PASSO REAL / V. AIRES RS	2.303,38	2.371,41	2.481,87	2.481,87	2.481,87	2.481,87	2.481,87
LT 230 kV PELOTAS 3 /QUINTA RS	3.177,32	3.563,73	3.736,98	3.736,98	3.736,98	3.736,98	3.736,98
LT 230 kV P. ALEGRE 10 /P. ALEGRE 4 RS	2.796,88	3.137,02	3.289,52	3.289,52	3.289,52	3.289,52	3.289,52
LT 230 kV P. ALEGRE 6 /P. ALEGRE 13 RS	877,6	984,33	1.032,18	1.032,18	1.032,18	1.032,18	1.032,18
LT 230 kV P. ALEGRE 6 /P. ALEGRE 4 RS	321,99	331,4	346,84	346,84	346,84	346,84	346,84
LT 230 kV PRE.MEDICI /BAGE 2 RS	3.685,63	4.133,86	4.334,82	4.571,79	4.571,79	4.571,79	4.571,79

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
LT 230 KV PRES. MEDICI /CAMAQUA RS	3.336,02	3.434,55	3.594,54	3.594,54	3.594,54	3.594,54	3.594,54
LT 230 KV PRES. MEDICI /PELOTAS 3 RS	22.612,34	23.576,02	23.263,08	23.263,08	23.263,08	23.263,08	23.263,08
LT 230 KV PRES. MEDICI /QUINTA RS	2.595,15	2.671,80	2.796,26	2.796,26	2.796,26	2.796,26	2.796,26
LT 230 KV SANTA MARIA 3 /ALEGRETE 2 RS	14.192,95	15.919,03	16.692,91	16.692,91	16.692,91	16.692,91	16.692,91
LT 230 KV STA MARIA 3 /U.D.FRANCISCA RS	4.410,45	4.946,83	5.187,31	5.187,31	5.187,31	5.187,31	5.187,31
LT 230 KV SANTA MARTA /TAPERA 2 RS	1.038,06	1.068,72	1.118,50	1.118,50	1.118,50	1.118,50	1.118,50
LT 230 KV SANTO ANGELO /MISSOES RS	1.083,88	1.115,89	1.167,87	1.167,87	1.167,87	1.167,87	1.167,87
LT 230 KV STO ANGELO /SANTA ROSA 1 RS	3.671,15	4.117,62	4.317,79	4.317,79	4.317,79	4.317,79	4.317,79
LT 230 KV STO ANGELO /STO ANGELO 2 RS	114,2	117,58	123,05	123,05	123,05	123,05	123,05
LT 230 KV SCHARLAU /CHARQUEADAS RS	4.882,56	2.971,80	3.110,24	3.110,24	3.110,24	3.110,24	3.110,24
LT 230 KV TAQUARA /N. PETROPOLIS 2 RS	591,71	609,18	637,56	637,56	637,56	637,56	637,56
LT 230 KV TAQUARA /OSORIO 2 RS	960,16	988,52	1.034,57	1.034,57	1.034,57	1.034,57	1.034,57
LT 230 KV UTE URUGUA. /ALEGRETE 2 RS	-	1.954,79	2.045,85	2.045,85	2.045,85	2.045,85	2.045,85
LT 230 KV UTE URUGUAIANA /URUGU. 5 RS	-	48,1	50,34	50,34	50,34	50,34	50,34
LT 230 KV VIAMAO 3 /PORTO ALEGRE 6 RS	-	139,53	146,03	146,03	146,03	146,03	146,03
LT 69 KV ALEGRETE 2 /ALEGRETE RS	252,98	290,21	304,31	304,31	304,31	304,31	304,31
LT 69 KV BUGRES /CANASTRA RS	91,34	94,04	98,42	98,42	98,42	98,42	98,42
LT 69 KV CRUZ ALTA 1 /IJUI RS	380,09	391,31	409,54	409,54	409,54	409,54	409,54
LT 69 KV CRUZ ALTA 1 /PANAMBI RS	390,09	401,61	420,32	420,32	420,32	420,32	420,32
LT 69 KV IJUI /SANTO ANGELO RS	340,08	350,12	366,43	366,43	366,43	366,43	366,43
LT 69 KV LAJEADO 1 /CERTEL 2 RS	6,11	6,29	6,58	6,58	6,58	6,58	6,58
LT 69 KV LAJEADO 2 /LAJEADO 1 RS	394,77	438,45	459,67	459,67	459,67	459,67	459,67
LT 69 KV SANTA MARTA /CARAZINHO RS	1.873,29	1.140,19	1.193,30	1.193,30	1.193,30	1.193,30	1.193,30
LT 69 KV STO ANGELO 2 /STO ANGELO RS	883,13	990,53	1.038,69	1.038,69	1.038,69	1.038,69	1.038,69
LT 69 KV S. JERONIMO /CHARQUEADAS RS	132,03	141,81	148,42	148,42	148,42	148,42	148,42
LT 69 KV TRIUNFO /CHARQUEADAS RS	179,2	184,49	193,09	193,09	193,09	193,09	193,09
LT 69 KV TRIUNFO /SAO JERONIMO RS	55,26	60,58	63,40	63,40	63,40	63,40	63,40
SE ALEGRETE 2	8.960,73	8.714,34	9.127,30	9.170,05	9.170,05	9.170,05	9.170,05
SE BAGE 2	6.061,72	8.461,71	8.961,20	8.961,20	8.961,20	8.961,20	8.961,20
SE BUGRES	1.130,67	948,3	992,47	992,47	992,47	992,47	992,47
SE C. INDUSTRIAL	14.716,18	15.235,85	15.953,74	15.953,74	16.261,08	16.261,08	16.261,08
SE CACHOEIRINHA 1	5.897,98	5.959,28	6.236,88	6.236,88	6.236,88	6.236,88	6.236,88
SE CAMAQUA	6.112,41	6.660,72	6.978,61	6.978,61	6.978,61	6.978,61	6.978,61
SE CAMAQUA 3	187,45	192,8	201,78	201,78	201,78	201,78	201,78
SE CAMPO BOM	10.815,55	9.863,41	10.330,98	10.634,76	10.634,76	10.634,76	10.634,76
SE CANASTRA	1.367,96	1.423,75	1.490,45	2.048,43	2.048,43	2.048,43	2.048,43
SE CANOAS 1	3.391,08	9.280,81	9.718,32	9.718,32	9.718,32	9.718,32	9.718,32
SE CANOAS 2	897,27	923,75	966,79	966,79	966,79	966,79	966,79

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SE CANOAS 3	554,59	570,97	597,57	597,57	597,57	597,57	597,57
SE CASTERTECH	244,13	478,83	501,13	501,13	501,13	501,13	501,13
SE CAXIAS	1.619,70	1.693,93	1.772,84	1.772,84	1.772,84	1.772,84	1.772,84
SE CAXIAS SUL 2	6.734,35	6.884,79	7.214,64	7.214,64	7.214,64	7.214,64	7.214,64
SE CAXIAS SUL 5	3.676,44	4.022,26	4.216,76	4.216,76	4.216,76	4.216,76	4.216,76
SE CAXIAS SUL 6	187,45	192,8	201,78	201,78	201,78	201,78	201,78
SE CRUZ ALTA 1	6.179,84	5.480,44	5.740,43	5.740,43	5.740,43	5.740,43	5.740,43
SE ELDORADO SUL	2.278,00	4.793,47	5.611,06	5.611,06	5.611,06	5.611,06	5.611,06
SE EREXIM 1	5.126,64	5.138,05	5.383,62	5.805,89	5.805,89	5.805,89	5.805,89
SE FARROUPILHA 1	2.721,51	2.437,54	2.552,14	2.567,84	2.567,84	2.567,84	2.567,84
SE FIBRAPLAC	699,37	720,02	753,56	753,56	753,56	753,56	753,56
SE GARIBALDI 1	2.228,03	2.293,51	4.184,75	5.800,30	5.800,30	5.800,30	5.800,30
SE GRAVATAI 2	21.131,99	20.588,19	21.601,45	21.601,45	21.601,45	21.601,45	21.601,45
SE GRAVATAI 3	753,27	775,51	811,63	811,63	811,63	811,63	811,63
SE GUAIBA 2	3.867,30	4.148,10	6.597,80	6.597,80	6.597,80	6.597,80	6.597,80
SE GUARITA	8.396,55	9.089,37	9.515,71	9.515,71	9.515,71	9.515,71	9.515,71
SE IUUI	4.136,75	4.353,88	4.558,40	4.676,93	4.676,93	4.676,93	4.676,93
SE IUUI 2	-	192,17	201,13	201,13	201,13	201,13	201,13
SE ITAUBA	4.374,22	4.731,18	4.955,65	4.955,65	4.955,65	4.955,65	4.955,65
SE JACUI	2.527,54	2.602,00	2.723,20	2.723,20	3.072,84	3.072,84	3.072,84
SE LAJEADO 2	13.678,09	13.181,33	13.806,23	13.806,23	13.806,23	13.806,23	13.806,23
SE LIVRAMENTO 2	8.091,00	6.826,15	7.221,87	7.221,87	7.221,87	7.221,87	7.221,87
SE MACAMBARA	8.132,17	8.632,41	9.040,28	9.381,89	9.381,89	9.381,89	9.381,89
SE MISSOES	169,71	174,56	182,69	182,69	182,69	182,69	182,69
SE N. PETROPOLIS 2	187,45	192,8	201,78	201,78	201,78	201,78	201,78
SE NOVA PRATA 2	14.270,16	11.209,52	11.737,61	11.737,61	11.737,61	11.737,61	11.737,61
SE NOVA STA RITA	1.631,65	1.739,54	1.820,58	2.124,37	2.124,37	2.124,37	2.124,37
SE OSORIO 2	11.505,64	12.602,10	13.207,90	13.947,61	13.947,61	13.947,61	13.947,61
SE P. PETROQUIMICO	4.359,63	4.000,03	4.188,60	4.188,60	4.188,60	4.188,60	4.188,60
SE PANAMBI	1.406,45	1.515,13	1.587,01	1.587,01	1.587,01	1.587,01	1.587,01
SE PASSO REAL	4.723,74	7.648,01	8.006,31	8.006,31	8.006,31	8.006,31	8.006,31
SE PELOTAS 3	7.849,57	8.108,00	8.424,48	8.424,48	8.424,48	8.424,48	8.424,48
SE PORTO ALEGRE 10	8.928,41	9.329,57	9.766,39	9.766,39	9.766,39	9.766,39	9.766,39
SE PORTO ALEGRE 13	4.683,14	5.138,95	6.427,94	6.721,63	6.721,63	6.721,63	6.721,63
SE PORTO ALEGRE 4	10.125,81	10.544,11	11.045,55	11.045,55	11.045,55	11.045,55	11.045,55
SE PORTO ALEGRE 6	8.080,86	8.630,10	8.644,78	8.644,78	8.644,78	8.644,78	8.644,78
SE PORTO ALEGRE 8	3.137,47	3.228,75	3.406,00	3.709,79	3.709,79	3.709,79	3.709,79

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SE PORTO ALEGRE 9	6.896,44	7.507,72	7.861,53	8.165,32	8.165,32	8.165,32	8.165,32
SE PRES. MEDICI	6.830,32	7.046,07	7.303,02	7.303,02	7.303,02	7.303,02	7.303,02
SE QUINTA	16.381,04	15.490,67	16.239,49	16.239,49	16.239,49	16.239,49	16.239,49
SE S. VICENTE SUL	8.477,06	8.931,63	9.355,16	9.725,07	9.725,07	9.725,07	9.725,07
SE SANTA CRUZ 1	6.386,12	6.796,29	7.142,23	7.142,23	7.142,23	7.142,23	7.142,23
SE SANTA MARIA 1	3.628,79	3.872,24	4.056,01	4.056,01	4.083,44	4.083,44	4.083,44
SE SANTA MARIA 3	10.081,40	7.983,61	8.358,44	8.358,44	8.358,44	8.358,44	8.358,44
SE SANTA MARTA	11.566,31	11.709,04	12.286,24	12.286,24	12.286,24	12.286,24	12.286,24
SE SANTA ROSA 1	6.722,21	8.294,10	9.067,74	9.067,74	9.067,74	9.067,74	9.067,74
SE SANTO ANGELO 2	10.793,23	9.137,07	9.569,01	9.569,01	9.569,01	9.569,01	9.569,01
SE SAO BORJA 2	6.651,11	6.908,79	7.233,93	7.233,93	7.233,93	7.233,93	7.233,93
SE SCHARLAU	10.774,72	10.849,92	11.358,82	11.358,82	11.523,01	11.523,01	11.523,01
SE TAPERA 2	920,63	947,78	991,93	991,93	991,93	991,93	991,93
SE TAQUARA	8.412,69	9.400,31	9.839,50	10.143,29	10.143,29	10.143,29	10.143,29
SE U.D. FRANCISCA	1.069,47	1.101,06	1.152,35	1.152,35	1.152,35	1.152,35	1.152,35
SE URUGUAIANA 5	4.596,57	4.840,66	6.644,80	6.745,52	6.745,52	6.745,52	6.745,52
SE UTE URUGUAIANA	-	521,85	546,16	546,16	546,16	546,16	546,16
SE V. AIRES	4.645,67	4.768,86	5.000,10	5.000,10	5.000,10	5.000,10	5.000,10
SE VIAMAO 3	-	192,17	201,13	201,13	201,13	201,13	201,13
<b>Não Controlada - Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>103.504,64</b>	<b>180.589,80</b>	<b>208.536,82</b>	<b>228.082,74</b>	<b>228.082,74</b>	<b>228.082,74</b>	<b>228.082,74</b>
<b>ETAU - EMPRESA TRANSMISSORA DO ALTO URUGUAI S.A.</b>	<b>38.693,28</b>	<b>43.847,08</b>	<b>50.913,30</b>	<b>51.182,91</b>	<b>51.182,91</b>	<b>51.182,91</b>	<b>51.182,91</b>
LT 230 kV BARRA GRANDE / C. NOVOS SC	4.531,87	6.941,69	4.828,74	4.828,74	4.828,74	4.828,74	4.828,74
LT 230 kV BARRA GRANDE / LAGOA VERMELHA 2 SC/RS	7.771,84	6.941,69	8.280,94	8.280,94	8.280,94	8.280,94	8.280,94
LT 230 kV LAGOA VERMELHA 2 / SANTA MARTA RS	5.677,94	10.064,37	12.006,07	12.006,07	12.006,07	12.006,07	12.006,07
SE LAGOA VERMELHA 2	16.442,10	16.085,85	21.248,34	21.248,34	21.248,34	21.248,34	21.248,34
SE BARRA GRANDE	2.179,28	1.946,50	2.322,03	2.322,03	2.322,03	2.322,03	2.322,03
SE SANTA MARTA	2.090,25	1.866,98	2.227,18	2.496,79	2.496,79	2.496,79	2.496,79
<b>TSLE - TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.</b>	<b>53.875,49</b>	<b>100.824,15</b>	<b>119.069,72</b>	<b>119.373,51</b>	<b>119.373,51</b>	<b>119.373,51</b>	<b>119.373,51</b>
LT 525 kV N. SANTA RITA / POVO NOVO RS	15.026,16	26.535,39	31.276,84	31.276,84	31.276,84	31.276,84	31.276,84
LT 525 kV POVO NOVO / MARMELEIRO RS	8.695,75	15.356,22	18.100,13	18.100,13	18.100,13	18.100,13	18.100,13
LT 525 kV MARMELEIRO / SANTA VITÓRIA DO PALMAR RS	2.780,64	4.910,46	5.787,89	5.787,89	5.787,89	5.787,89	5.787,89
SE POVO NOVO	8.595,70	20.862,49	24.820,17	24.820,17	24.820,17	24.820,17	24.820,17
SE MARMELEIRO	12.019,29	21.225,42	25.018,07	25.018,07	25.018,07	25.018,07	25.018,07
SE SANTA VITÓRIA DO PALMAR	4.500,40	7.947,45	9.367,54	9.367,54	9.367,54	9.367,54	9.367,54
SE NOVA SANTA RITA	2.257,55	3.986,72	4.699,08	5.002,87	5.002,87	5.002,87	5.002,87
<b>TPAE - TRANSMISSORA PORTO ALEGRENSE DE ENERGIA S.A.</b>	<b>4.136,75</b>	<b>7.292,74</b>	<b>8.906,12</b>	<b>9.209,91</b>	<b>9.209,91</b>	<b>9.209,91</b>	<b>9.209,91</b>
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 / PORTO ALEGRE 4 RS	3.825,41	6.743,88	8.235,83	8.235,83	8.235,83	8.235,83	8.235,83
SE PORTO ALEGRE 9	155,67	274,43	335,15	638,93	638,93	638,93	638,93

RAP Esperada (R\$ Mil)							
Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SE PORTO ALEGRE 4	155,67	274,43	335,15	335,15	335,15	335,15	335,15
<b>TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL LTDA.</b>	<b>3.079,17</b>	<b>15.014,76</b>	<b>17.363,87</b>	<b>26.170,46</b>	<b>26.170,46</b>	<b>26.170,46</b>	<b>26.170,46</b>
LT 230 KV P. ALEGRE 9 / P. ALEGRE 8 RS	-	-	0,00	1.474,79	1.474,79	1.474,79	1.474,79
LT 230 KV P. ALEGRE 9 / N SANTA RITA RS	-	978,97	0,00	2.107,65	2.107,65	2.107,65	2.107,65
LT 230 KV CAMPO BOM / TAQUARA RS	-	-	0,00	1.339,85	1.339,85	1.339,85	1.339,85
LT 230 KV RESTINGA / PORTO ALEGRE 13 RS	-	169,36	0,00	364,61	364,61	364,61	364,61
LT 230 KV RESTINGA / VIAMÃO 3 RS	-	394,19	848,66	848,66	848,66	848,66	848,66
LT 230 KV JARDIM BOTÂNICO FIC / JARDIM BOTÂNICO RS	-	784,49	1.688,95	1.688,95	1.688,95	1.688,95	1.688,95
SE CANDELÁRIA 2	-	1.248,27	0,00	455,27	455,27	455,27	455,27
SE JARDIM BOTÂNICO	-	4.745,77	7.940,37	8.893,67	8.893,67	8.893,67	8.893,67
SE RESTINGA	-	1.453,53	2.830,88	3.129,35	3.129,35	3.129,35	3.129,35
SE VIAMÃO 3	1.809,22	3.618,45	3.895,12	3.895,12	3.895,12	3.895,12	3.895,12
SE CAMPO BOM	-	-	0,00	303,79	303,79	303,79	303,79
SE NOVA SANTA RITA	282,21	282,21	0,00	303,79	303,79	303,79	303,79
SE PORTO ALEGRE 8	282,21	282,21	0,00	303,79	303,79	303,79	303,79
SE PORTO ALEGRE 9	564,42	564,42	0,00	303,79	303,79	303,79	303,79
SE PORTO ALEGRE 13	-	210,68	159,89	453,58	453,58	453,58	453,58
SE TAQUARA	141,11	282,21	0,00	303,79	303,79	303,79	303,79
<b>FOTE - FRONTEIRA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</b>	<b>3.719,95</b>	<b>13.611,07</b>	<b>12.283,82</b>	<b>22.145,95</b>	<b>22.145,95</b>	<b>22.145,95</b>	<b>22.145,95</b>
LT 230 KV STO ÂNGELO / MAÇAMBARÁ RS	-	-	0,00	6.711,67	6.711,67	6.711,67	6.711,67
LT 230 KV FOZ DO CHAPECÓ / PINHALZINHO RS/SC	-	2.742,62	1.471,19	2.942,38	2.942,38	2.942,38	2.942,38
SE PINHALZINHO	-	6.234,66	6.331,53	6.688,77	6.688,77	6.688,77	6.688,77
SE SANTA MARIA 3	3.719,95	3.719,95	3.990,90	3.990,90	3.990,90	3.990,90	3.990,90
SE MAÇAMBARÁ	-	-	0,00	341,61	341,61	341,61	341,61
SE FOZ DO CHAPECÓ	-	913,84	490,20	980,40	980,40	980,40	980,40
SE SANTO ÂNGELO	-	-	0,00	490,22	490,22	490,22	490,22
<b>Total</b>	<b>774.273,07</b>	<b>871.057,45</b>	<b>937.818,59</b>	<b>964.873,01</b>	<b>965.721,61</b>	<b>965.721,61</b>	<b>965.721,61</b>

#### 4.6.4. Manutenção e Operação da Transmissão

Durante o ano de 2019 foram concluídos 15 reforços e 197 melhorias pela área de manutenção no sistema de transmissão. As atividades compreenderam a substituição de equipamentos já superados ou em final de vida útil. Os investimentos em substituições promoverão receita adicional e constam na Resolução Homologatória nº 2.564, de 25 de junho de 2019. 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 Elétrico – ONS e pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

#### 4.6.5. Modernização de Instalações de Transmissão

As principais obras com andamento em 2020 que visam a Expansão da Transmissão estão elencadas no quadro 08:

**Quadro 08**

<b>Obra</b>	<b>Descrição</b>	<b>Previsão de Conclusão</b>
SE Porto Alegre 10	Instalação de 03 Entradas de Linha 13,8 kV para novo Acesso de Distribuidora	Março de 2020
LT 230 kV UPME-CDT	Recondutoramento de Linha de Transmissão	Abril de 2020
Subestação Usina de Canastra	Substituição do transformador TR2 138/69/13,8 kV - 35,25 MVA da SE UHE Canastra	Abril de 2020
Subestação Osório 2	Substituição do banco de transformadores TR3 (3x15/18 MVA - 138/69 kV) da SE Osório 2	Maior de 2020
LT 138 kV UJAC-SMA1	Seccionamento de Linha de Transmissão para novo Acesso de Distribuidora	Fevereiro de 2021
SE Porto Alegre 6	Instalação de 1 Entrada de Linha 69 kV para novo Acesso de Distribuidora	Dezembro de 2021
LT 138 kV CIN - SCH C2	Seccionamento de Linha de Transmissão para novo Acesso de Distribuidora	Dezembro de 2021

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

#### **5. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO (Legislação Societária)**

A CEEE-GT encerrou o exercício de 2019 com lucro líquido de R\$ 391,20 milhões, frente aos R\$ 173,39 milhões do ano de 2018. Esta variação de 125,64% do resultado líquido é derivada, principalmente, do reconhecimento do Ativo Fiscal Diferido previsto na legislação tributária brasileira. O resultado líquido de 2019 cresceu 3,62% se cotejado com o resultado de 2018, livre de seus eventos não recorrentes.

O Ebitda (lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização) foi de R\$ 420,78 milhões em 2019 comparado aos R\$ 238,30 milhões em 2018, representando uma variação de 76,58% no período. Esta variação é decorrente do acréscimo nas receitas operacionais de geração e transmissão, e redução no custo com energia elétrica, conforme explicado a seguir.

A receita operacional líquida no exercício de 2019 foi de R\$ 1.044,17 milhões, representando variação de 7,12% frente aos R\$ 974,73 milhões apresentados no exercício de 2018.

O custo do serviço de energia elétrica apresentou redução de 16,24%, totalizando R\$ 534,14 milhões no exercício de 2019 comparados aos R\$ 637,67 milhões em 2018. Esta redução foi provocada basicamente pela redução com Custo de Energia Elétrica que variou em -59,60% em relação 2018, devido à quitação da dívida parcelada do GSF.

Os custos e despesas operacionais apresentaram variação de -0,06%, totalizando R\$ 571,64 milhões em 2019 comparados aos R\$ 594,35 milhões no exercício de 2018.

A Companhia reportou investimento de R\$ 83,3 milhões no ano de 2019, entre ativos da concessão e ativos da concessionária, que representou redução de 40,2% em relação a 2018.

O endividamento com instituições financeiras reduziu 2,40%, chegando a R\$ 573,25 milhões do exercício de 2019, frente aos R\$ 587,34 milhões no exercício de 2018.

	31/12/2019	31/12/2018	Δ %
Receita Operacional Bruta.....	1.295.784	1.185.687	9,29
Deduções da Receita Operacional.....	(251.614)	(210.953)	19,27
Receita Operacional Líquida.....	1.044.171	974.734	7,12
Custo do Serviço de Energia Elétrica.....	(534.143)	(637.672)	(16,24)
Custo com Energia Elétrica.....	(105.817)	(176.037)	(39,89)
Custo de Operação.....	(428.326)	(461.635)	(7,22)
Lucro Operacional Bruto.....	510.028	337.062	51,32
Despesas Operacionais.....	(143.312)	(132.713)	7,99
Outras Receitas.....	22.343	14.285	56,41
Outras Despesas.....	(2.129)	(4.598)	(53,70)
Resultado do Serviço.....	386.930	214.036	80,78
Depreciação e Amortização.....	33.847	24.260	39,52
Resultado de Participações Societárias.....	44.249	90.541	(51,13)
EBITDA.....	420.778	238.296	76,58
Margem EBITDA.....	40,30%	24,45%	64,84
Receita/Despesa Financeira.....	(31.085)	(81.974)	(62,08)
IR e CS.....	(8.864)	(49.217)	(81,99)
Resultado Líquido do Período.....	391.230	173.386	125,64

## 5.1. Resultados do Exercício

### 5.1.1. Receita Bruta

A receita operacional bruta é valor faturado pela empresa em suas operações. A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o mês dezembro de 2019 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.295,78 milhões representando um acréscimo de 9,29% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$ 1.185,69 milhões.

A Resolução Homologatória nº 2.565 de 25 de junho de 2019 estabeleceu a nova RAP da Transmissora que totaliza para o ciclo 2019/2020 R\$ 729 milhões. O crescimento da receita é devido principalmente à variação do IPCA com impacto positivo na receita e pela entrada em operação de projetos de reforços e melhorias. Ainda neste ciclo foi verificado um valor menor da parcela de ajuste – mecanismo utilizado pela ANEEL para compensar o déficit ou superávit de arrecadação ocorrido no ciclo tarifário anterior.

A Resolução Homologatória nº 2.587, de 26 de julho de 2019, 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\$ 118,4 milhões para o período de 1º de julho de 2019 a 30 de junho de 2020. Os novos valores da RAG são oriundos do processo de reajuste tarifário realizado para o ciclo 2019-2020 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.

No segmento de Geração, foi verificado aumento de 4,86% na Receita Bruta, passando de R\$ 479,50 milhões registrados em 2018, para R\$ 502,79 milhões em 2019. A maior variação ocorreu na Receita de Suprimento, crescendo 13,89% em 2019 em decorrência de um maior volume de energia comercializada, bem como devido a venda a preços mais vantajosos. Destaca-se que no processo de revisão tarifária da Geração, com efeitos a partir do segundo semestre de 2018, houve a inclusão dos Custos por Investimentos em Melhorias (GAGMelhorias) das usinas pertencentes ao regime de cotas, 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. Além do acréscimo decorrente da última revisão tarifária ocorrida em 2018, o período também contempla o reflexo do reajuste tarifário do ciclo 2019/2020 conforme REH nº 2.587 de 23/07/2019, com vigência de 1º de julho 2019 até 30 de junho de 2020. Para este último ciclo o reajuste foi de 2,8%.

### 5.1.2. Deduções da Receita Bruta

As deduções da receita operacional são os valores descontados diretamente do faturamento, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. Houve acréscimo de 19,27% nas deduções operacionais,

totalizando R\$ 251,61 milhões em 2019 frente aos R\$ 210,95 milhões de 2018. Este incremento deve-se substancialmente pelo incremento de 53,77% na CDE estabelecida pela ANEEL.

#### *5.1.3. Receita Líquida Operacional*

A Receita Operacional Líquida (ROL) é basicamente o faturamento deduzido de encargos e tributos, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. A receita líquida em dezembro de 2018 foi de R\$ 974,73 milhões, já em dezembro de 2019 foi de R\$ 1.044,17 milhões, refletindo crescimento de 7,12%.

#### *5.1.4. Custo do Serviço de Energia Elétrica*

O Custo do Serviço de Energia Elétrica compreende os custos necessários para a realização dos objetivos da atividade da empresa, inclui todos os gastos incorridos diretamente na produção e na prestação de serviços e é segregado em Custo com Energia Elétrica e Custo de Operação. Observa-se que em 2019 reduziram-se em 16,24% passando de R\$ 637,67 milhões em dezembro de 2018 para R\$ 534,14 milhões em dezembro de 2019, sendo o Custo de Energia Elétrica comprada para revenda o item de maior impacto.

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica reduziu-se em 39,89% passando de R\$ 176,04 milhões em dezembro de 2018 para R\$ 105,82 milhões em dezembro de 2019. Esta redução foi provocada basicamente pelo fato das despesas incorridas em 2018 estarem associadas ao evento de queda de liminar judicial relativa ao GSF (*Generation Scaling Factor*). Destaque para a variação do Custo com Energia Elétrica Comprada de Terceiros, que apresentou redução de 61,5%, devido à quitação da dívida do GSF. Em janeiro de 2018 foi derrubada liminar que limitava em 5% a aplicação do Fator de Ajuste do MRE (GSF) à CEEE-GT. Dessa forma, houve a cobrança pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) dos montantes de GSF evitados desde 2015, sendo registrados no primeiro trimestre de 2018 valores na ordem de R\$ 51 milhões, em complemento à despesa de GSF reconhecida em dezembro de 2017. Adicionalmente, após diversos pedidos administrativos e judiciais, em maio de 2018, a CEEE-GT conquistou a prerrogativa de realizar tal pagamento de forma parcelada, com amortização mínima mensal de 5% do saldo devedor. Assim, a partir de maio de 2018, a Companhia passou a arcar com os montantes de GSF relativos à contabilização ordinária do MCP (Mercado de Curto Prazo), bem como com parcela do saldo devedor. Esta situação fez com que a Companhia realizasse operações de compra de energia ao longo do segundo semestre de 2018, com deságio em relação ao PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) mensal, de forma a reduzir os custos no processo de quitação da dívida. Em maio de 2019, a dívida parcelada do GSF foi quitada, propiciando redução dos custos com compra de energia.
- **Custo de Operação:** O custo de operação apresentou uma redução de 7,22% resultando em dezembro de 2019 no valor de R\$ 428,33 milhões em comparação ano anterior no qual o custo era de R\$ 461,64 milhões. Esta variação é explicada pela diminuição nas rubricas de Custo de Construção e Outros.

#### *5.1.5. Despesas Operacionais*

As despesas operacionais são os gastos para a manutenção da atividade da empresa e inclui as despesas com vendas, administrativas e outras despesas operacionais. As despesas operacionais apresentaram um acréscimo de 7,99% em relação a dezembro de 2018, passando de R\$ 132,71 milhões para R\$ 143,31 milhões em dezembro de 2019.

As principais despesas responsáveis por este impacto foram: i) despesa de depreciação e amortização, a qual apresentou aumento de R\$ 7 milhões devido à entrada em operação, ao final de 2018, do sistema corporativo ERP/SAP e demais sistema que compõem a solução CONVEX; ii) aumento dos tributos como o IPTU; e iii) aumento das provisões cíveis, principalmente pelo complemento da provisão relacionada ao processo judicial com a Termogaúcha.

## 5.2. 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 positiva de 76,58% do EBITDA em dezembro de 2019, em comparação ao mesmo período do ano anterior deve-se ao incremento da Receita Operacional Bruta em 7,12% e pela redução do Custo do Serviço de Energia Elétrica que variou -16,24%. Destaque para o reconhecimento da Depreciação do Ativo de Direito de Uso, conforme disposto no CPC 06 (R2) – IFRS16.

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	2019	2018	Variação % 2019/2018
Receita Operacional Líquida - ROL .....	1.044.171	974.734	7,12
( - ) Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos .....	(534.143)	(637.672)	(16,24)
( - ) Despesas/Receitas Operacionais (*) .....	(123.098)	(123.026)	0,06
= Resultado Operacional .....	386.929	214.036	80,78
( + ) Depreciação/Amortização .....	33.847	24.260	39,52
<b>EBITDA</b>	<b>420.777</b>	<b>238.296</b>	<b>76,58</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>40,30%</b>	<b>24,45%</b>	<b>15,85%</b>

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

## 5.3. RESULTADO LÍQUIDO (Legislação Societária)

O Resultado Líquido do período foi de R\$ 391,23 milhões, crescendo 125,64% em relação a 2018, cujo Lucro Líquido totalizou R\$ 176,39 milhões.

Além dos itens já destacados acima, o impacto positivo verificado no resultado líquido de 2019 é consequência da ativação de Créditos Fiscais Diferidos em R\$ 181,00 milhões, conforme previsto na Instrução CVM nº 371/02, pelo CPC 32, e regulamentado pela Deliberação CVM nº 599/09. Os créditos fiscais se originam de diferenças temporárias que são valores computados na base fiscal de determinado período e se tornarão recuperáveis (dedutíveis) em períodos fiscais subsequentes. O Ativo fiscal diferido é composto dos prejuízos fiscais acumulados, os quais também foram compensados a partir da expectativa de geração de lucros tributáveis futuros.

## 5.4. ENDIVIDAMENTO COM INSTITUIÇÕES FINANCEIRAS

Em 2019, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 573,25 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-GT	Saldo da Dívida em 31/12/2019		
	INDEXADOR	Saldo (R\$ mil)	Participação no Total (%)
<b>Saldo Devedor da Dívida Interna</b>			
Moeda Nacional - BNDES	TJLP	43.789	7,64%
<b>Saldo Devedor da Dívida Externa</b>		529.465	92,36%
Moeda Estrangeira - AFD	Dólar/Libor	211.630	36,92%
Moeda Estrangeira - BID	Dólar/Libor	317.835	55,44%
<b>Saldo Devedor da Dívida</b>		<b>573.254</b>	<b>100,00%</b>

## 5.5. INGRESSOS EXTRA-OPERACIONAIS

Em 2019, não liberação de recursos financeiros do Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e da Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD, para a CEEE-GT.

## 5. Balanço Social – Indicadores Sociais

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2019 (valor em mil R\$)			Dezembro 2018 (valor em mil R\$)		
Receita líquida (RL)	1.044.171			974.734		
Resultado operacional (RO)	386.930			214.036		
Folha de pagamento bruta (FPB)	209.356			231.394		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Plano de Saúde	4.739	2%	0%	5.059	2%	0%
Saúde e Segurança Ocupacional	158	0%	0%	184	0%	0%
Serviços Médicos e Laboratoriais	587	0%	0%	656	0%	0%
Vestuário, EPIs e Equipamento de Proteção	663	0%	0%	547	0%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	74	0%	0%	166	0%	0%
Alimentação	15.548	7%	1%	19.483	9%	2%
Creches ou Auxílio-Creche	1.543	1%	0%	1.614	1%	0%
Previdência Privada	114.232	55%	11%	87.780	42%	8%
Encargos Sociais Compulsórios	58.226	28%	6%	58.265	28%	6%
Participação nos Lucros ou Resultados	2.191	1%	0%	19	0%	0%
Vale Transporte - Excedente	201	0%	0%	197	0%	0%
Outros Benefícios	6	0%	0%	-	0%	0%
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>198.168</b>	<b>85%</b>	<b>20%</b>	<b>173.970</b>	<b>74%</b>	<b>18%</b>
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	3.566	-1%	0%	3.454	-1%	0%
Cultura	35	0%	0%	111	0%	0%
<b>Total das contribuições para a sociedade</b>	<b>3.601</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>	<b>3.565</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	126.449	33%	12%	114.099	29%	11%
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>130.050</b>	<b>34%</b>	<b>12%</b>	<b>117.664</b>	<b>30%</b>	<b>11%</b>
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Meio Ambiente	787	0%	0%	249	0%	0%
Poda e Desmatamento	6.468	2%	1%	6.056	2%	1%
Outros	7	0%	0%	114	0%	0%
<b>Total dos investimentos em meio ambiente</b>	<b>7.262</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>6.419</b>	<b>2%</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	2019		2018			
Nº de empregados(as) ao final do período*	1.051		1.091			
Nº de admissões durante o período	0		0			
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	442		511			
Nº de estagiários(as)	38		60			
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	422		412			
Nº de mulheres que trabalham na empresa	150		157			
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	19,31%		19,70%			
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	44		45			
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	0,69%		0,00%			
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	17		17			
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2019:		Em 2018:			
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	20,31		18,6			
Número total de acidentes de trabalho**	5		10			
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"/> todos(as) - Cipa	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(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"/> incentivar e seguirá a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT	<input type="checkbox"/> incentivar e seguirá a 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\$):	<b>Em 2019: R\$1.194.017</b>		<b>Em 2018: R\$1.040.161</b>			
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	25,10% governo 33,86% acionistas	25,52% colaboradores(as) 15,82% terceiros ___% retido	28,75% governo 16,67% acionistas	29,67% colaboradores(as) 24,91% terceiros ___% retido		
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES	Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo					
Escolaridade	Em 2019		Em 2018			
Graduados	646		648			
Ensino Médio	393		427			
Ensino Fundamental	9		12			
Ensino Fundamental Incompleto	3		4			
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						

## 5.2. Indicadores Sociais

### 5.2.1. Perfil da Força de Trabalho

A empresa encerrou o ano de 2019 com 1.051 empregados, sendo que 34 empregados foram desligados do quadro de pessoal. A força de trabalho é formada, majoritariamente, por assistentes técnicos, técnicos e engenheiros, alinhados à missão e à visão da CEEE-GT, representando uma equipe multidisciplinar.

Pela natureza jurídica da empresa, sociedade de economia mista, para contratações de novos empregados há a necessidade legal de realização de concursos públicos. Dentro da estrutura organizacional da CEEE-GT inexistem cargos em comissão (CCs), eis que não existe lei específica criando esses cargos, consoante disposição do artigo 32 da Constituição Estadual do Rio Grande do Sul.

A taxa de rotatividade (*turnover*) é historicamente baixa e, assim como nos anos anteriores, manteve-se nesse padrão, representando como taxa média 0,14%. Abaixo, algumas características dos empregados:

#### Gênero

Gênero	Área Meio - GT	Geração	Transmissão	Total
Feminino	70	18	62	150
Masculino	84	195	622	901
Total	154	213	684	1051

O gênero feminino representa 14,27% da força de trabalho.

#### Faixa Etária

Faixa Etária	Área Meio - GT	Geração	Transmissão	Total
20-30	01	03	16	20
31-40	64	80	260	404
41-50	55	85	217	357
50-55	14	19	102	135
56-60	15	18	60	93
61 +	05	08	29	42
Total	154	213	684	1051

A faixa etária de 31 a 40 anos representa 38,43%, e, por sua vez, na de 41 a 50 anos estão 33,97% da força de trabalho. Além disso, as faixas acima de 51 anos representam 25,69%.

#### Tempo de Empresa

Tempo de empresa	Área Meio - GT	Geração	Transmissão	Total geral
01-10	38	39	147	224
11-20	96	149	403	648
21-30	03	09	50	62
31-40	16	14	78	108
41+	01	02	06	09
Total geral	154	213	684	1051

Um total de 61,65% da força de trabalho possui de 11 a 20 anos de tempo de empresa.

### Escolaridade

Grau de instrução	Área Meio - GT	Geração	Transmissão	Total geral
Pós-Graduação/ Especialização	28	38	95	161
Superior completo	78	111	289	478
Ens. médio Técnico	16	44	178	238
Ens. médio completo	29	17	104	150
EF completo 9º ano	02	02	15	19
EF incompleto (6-9)	01	01	03	05
Total geral	154	213	684	1051

A CEEE-GT conta com 45,48% dos empregados com nível de instrução superior e com 15,32% de pós-graduados (especialização, mestrado, doutorado).

### 5.2.2. Remuneração e Pacote de Benefícios

#### 5.2.2.1. Remuneração

A política de remuneração, mediante o Plano de Cargos e Salários – PCS, implementado em 2006, apresenta diretrizes acerca do enquadramento e da evolução ocupacional e salarial dos empregados. Do sistema de promoções do PCS, as dinâmicas ocorrem pelos seguintes tipos: antiguidade em anos pares que permite um reajuste de até 3%, merecimento em anos ímpares que permite um reajuste de até 3% e desenvolvimento profissional em dinâmica mensal conforme vagas e pontuação.

Em 2019, foram promovidos, a título de merecimento, 945 empregados, representando um incremento de 1,01% na rubrica de salários nominais da folha de pagamento. Quanto ao desenvolvimento profissional, foram promovidos 34 empregados conforme demonstrado abaixo.

Carreira/Nível	Pleno	Sênior	Total
Administrativa	04	01	05
Operacional	13	05	18
Técnica	04	01	05
Superior	04	02	06
Total	25	09	34

#### 5.2.2.2. Pacote de Benefícios

Os benefícios ofertados pela CEEE-GT estão amparados sob o aspecto legal e previstos em acordos sindicais.

#### Principais Benefícios oferecidos pela CEEE-GT

Assistência Médica e Odontológica	Gratificação Especial
Vale-Refeição e Alimentação	Incentivo à Instrutoria Interna
Vale Transporte	Auxílio a Empregados Pais de Pessoas com Deficiência
Auxílio-Creche	Auxílio a Empregados com Deficiência Física
Ajuda de Custo	Empréstimos Consignados
Gratificação para Direção de Veículos	Gratificação para Trabalho nas Redes Subterrâneas
Previdência Privada	

### 5.2.3. Carreira e Desenvolvimento

#### 5.2.3.1. Oportunidade de Atuação em Liderança e Assessoramento

A CEEE-GT possui na sua estrutura organizacional 146 posições referentes a funções de confiança com natureza gerencial ou de assessoramento, sendo que em 2019 houve uma redução de 14 funções gratificadas como resultado da reestruturação organizacional.

Em relação ao quadro de 2019, o gênero feminino ocupa 19% das posições.

Gênero	Área Meio	Geração	Transmissão	Total
Feminino	14	03	11	28
Masculino	22	24	72	118
Total	36	27	83	146

### 5.2.3.2. Desenvolvimento dos Empregados

A CEEE-GT promoveu a capacitação profissional dos seus empregados através da realização de treinamentos voltados para o desenvolvimento das competências alinhadas às atividades desenvolvidas na organização. Em 2019, foi disponibilizada à área de geração a carga horária total de treinamentos de 15.359 representando a média de horas de 36 horas por empregados ativos, e à de transmissão, por sua vez, total de 9.204 a título de carga horária de treinamentos, representando a média de 14 horas por empregado.

Ainda, foi lançado o Projeto de Aperfeiçoamento Profissional, tendo como composição os subprojetos Gestão de Carreira e Lideranças e Mudanças Organizacionais, cujo objetivo consiste na preparação dos empregados a uma nova realidade de mercado mediante o desenvolvimento de suas competências. O 1º ciclo do subprojeto Gestão de Carreiras, realizado em novembro na sede administrativa da CEEE-GT, resultou na oferta de 18 palestras com profissionais de mercado visando às melhores práticas de desenvolvimento profissional. Paralelamente houve a exposição de 09 instituições de ensino que promoveram grade diversa e ampla de oportunidades de capacitação e de formação com vantagens específicas aos empregados.

Durante o segundo semestre de 2019, o subprojeto de Lideranças e Mudanças Organizacionais, através da promoção de 20 turmas nos municípios de Porto Alegre, Pelotas e Salto do Jacuí. O treinamento capacitou 83% dos líderes, mediante desenvolvimento de competências técnicas e comportamentais para condução das equipes no processo de mudanças organizacionais.

#### Principais capacitações em 2019 pela CEEE-GT

Geração:

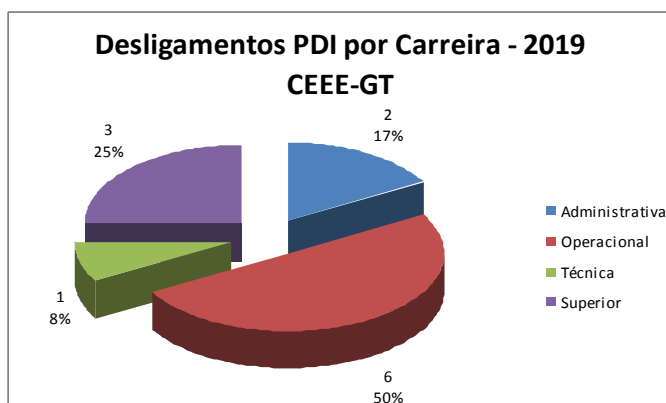
- Implementação do Sistema de Gestão SGGT;
- Atualização da NR33 - Espaços Confinados;
- Atualização da NR35 - Trabalho em altura;
- Liderança e Mudanças Organizacionais.

Transmissão:

- Implementação do Sistema de Gestão SGGT;
- Operação de Subestações Telecontroladas;
- Lideranças e Mudanças Organizacionais.

### 5.2.4. Programa de Aposentadoria e Desligamento

O Programa de Desligamento Incentivado - PDI, em 2019, oportunizou o total de 12 desligamentos de empregados, durante o período de adesão, entre de 02 de janeiro e 20 de março de 2019. Os empregados pertenciam a diversas carreiras ocupacionais do quadro funcional conforme gráfico abaixo.



O Programa foi suspenso em 21 de março de 2019, visando ao atendimento da diretriz do Governo do Estado do Rio Grande do Sul conforme disposto no art. 2º do Decreto nº 54.480/2019. Em atendimento às regras estabelecidas no que se refere à temporalidade entre a adesão e o efetivo desligamento do empregado, o valor despendido foi de R\$2,4 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

### 5.3. Pesquisa e Desenvolvimento

A CEEE-GT aplicou R\$2,8 milhões durante o ano de 2019, em projetos com foco na busca constante por inovações que venham enfrentar os desafios tecnológicos do setor elétrico. No ano de 2019 foram concluídos 02 (dois) projetos, os quais seguem:

- Maximização da potência e Rendimento de Centrais Fotovoltaicas conectadas à rede usando rastreamento solar, concentradores planos e condicionamento geotérmico. Executora: Universidade Federal Santa Maria – UFSM;
- Protótipo de sistema de diagnóstico de hidrogeradores a partir do monitoramento permanente e em tempo real de parâmetros da função geração. Executora: AQTECH Engenharia e Instrumentação S.A.

Neste período também foi dada continuidade aos projetos já em andamento, bem como foi realizada a contratação de outros 04 projetos totalizando um investimento na ordem de R\$3 milhões para os próximos anos.

Segue a lista de projetos de P&D em andamento:

- Inserção da geração solar fotovoltaica urbana conectada a rede em Porto Alegre – FASE II. Executora: Universidade Federal Santa Maria - UFSM e Universidade Federal do Rio Grande Sul – UFRGS;
- Desenvolvimento e Aplicação de Sistema Integrado Inovador visando a Renovação do Parque de Transformadores da CEEE-GT – Fase II Executora: Universidade Federal Santa Maria – UFSM;
- Desenvolvimento e Aplicação de controladores de chaves seccionadoras de alta tensão. Executora: Fundação Universidade de Passo Fundo – FUPF;
- Desenvolvimento de uma Metodologia para Monitoramento e Controle de Vegetação Interferente com Linhas de Transmissão, considerando os Riscos à Operação do Sistema Elétrico. Executora: Fundação Universidade Regional de Blumenau – FURB;
- Desenvolvimento de uma Metodologia e Dispositivo para Avaliar o Desempenho de Disjuntores de Alta Tensão em Operação nas Subestações. Executora: Fundação Universidade Regional de Blumenau – FURB;

- Desenvolvimento de Metodologia para realização de modelagem de subestações em 3 dimensões. Executora: Fundação Universidade de Passo Fundo – FUPF;
- Pesquisa da eficiência de técnicas de redução de ruído em subestações urbanas visando o conforto da comunidade. Executora: Fundação Universidade de Passo Fundo – FUPF;
- Projeto e Desenvolvimento de um Carregador de Banco de Baterias para Emprego em Subestação de Energia Elétrica. Executora: Universidade Federal Santa Maria – UFSM;

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

	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e Equivalentes de Caixa .....		311.362	182.196
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias ..	4	110.390	101.333
Tributos Compensáveis .....		2.027	22.117
Almoxarifado Operacional .....		20.356	27.509
Investimentos Temporários .....		119.140	102.734
Despesas Pagas Antecipadamente .....		1.573	1.075
Investimentos Mantidos para Venda.....		-	445.567
Outros Ativos Circulantes .....		114.386	97.185
		<b>679.234</b>	<b>979.716</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Tributos Compensáveis .....	5		6
Depósitos Judiciais e Cauções .....		45.545	45.722
Tributos Diferidos .....	8	224.742	60.974
Outros Ativos Não Circulantes .....		1.214.924	779.045
Imobilizado .....	5	2.014.537	2.080.135
Intangível .....	5.2	99.484	100.753
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão .....		1.460	1.460
		<b>3.600.697</b>	<b>3.068.095</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>4.279.931</b>	<b>4.047.811</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores .....		38.193	137.197
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações ..	6	41.055	38.984
Provisão para Benefícios a Empregados .....	7	133.029	137.355
Obrigações Sociais e Trabalhistas .....		43.912	35.761
Tributos .....	8	30.219	27.439
Provisão para Litígios .....	9	33.777	37.148
Encargos Setoriais .....		56.974	59.762
Outros Passivos Circulantes .....		54.370	18.898
Dividendos.....		106.561	-
		<b>538.090</b>	<b>492.544</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações ..	6	532.199	548.359
Provisão para Benefícios a Empregados .....	7	1.154.523	943.113
Provisão para Litígios .....	9	158.788	149.818
Encargos Setoriais .....		19.764	14.371
Obrigações Especiais.....	10	30.839	30.839
Outros Passivos Não Circulantes .....		69.360	58.441
		<b>1.965.473</b>	<b>1.744.941</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social .....	11	915.633	915.633
Reservas de Capital .....		650.000	-
Reservas Legal.....		53.146	-
Reservas de Incentivos Fiscais .....		421.658	1.009.304
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....		170.220	-
Outros Resultados Abrangentes .....		(434.289)	(145.742)
Lucro (Prejuízo ) Acumulado.....		-	31.131
		<b>1.776.368</b>	<b>1.810.326</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>4.279.931</b>	<b>4.047.811</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

## Demonstração dos Resultados Regulatórios (Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018
<b>OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE</b>			
<b>Receita/Ingresso</b>	13	<b>1.357.196</b>	<b>1.280.780</b>
Suprimento de Energia Elétrica .....		386.405	339.272
Energia Elétrica de Curto Prazo .....		95.095	100.139
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição .....		875.696	841.369
<b>Tributos</b>	13	<b>(118.835)</b>	<b>(111.267)</b>
ICMS .....		(803)	-
PIS .....		(21.054)	(19.847)
COFINS .....		(96.978)	(91.420)
<b>Encargos</b>	13	<b>(132.778)</b>	<b>(99.686)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D .....		(11.056)	(10.698)
Reserva Global de Reversão - RGR .....		(2.479)	(3.025)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE .....		(74.300)	(48.320)
Compensação Financeira Pela Utilização Recursos Hídricos - CFURH .....		(25.812)	(21.775)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE .....		(3.202)	(3.087)
Outros Encargos .....		(15.929)	(12.781)
		<b>1.105.583</b>	<b>1.069.827</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA/INGRESSO LÍQUIDO</b>			
<b>Custos Não Gerenciáveis</b>		<b>(105.817)</b>	<b>(176.037)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda .....		(49.433)	(122.356)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição .....		(56.384)	(53.681)
		<b>999.766</b>	<b>893.790</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>			
<b>Custos Gerenciáveis</b>	13	<b>(593.132)</b>	<b>(577.250)</b>
Pessoal e Administradores .....	12	(344.188)	(347.497)
Material .....		(6.675)	(6.345)
Serviços de Terceiros .....		(51.804)	(44.561)
Arrendamento e Aluguéis .....		(6.464)	(6.169)
Seguros .....		(204)	(203)
Provisões .....		(15.946)	(18.609)
( - ) Recuperação de Despesas .....		19.008	5.606
Tributos .....		(7.614)	(2.832)
Depreciação e Amortização .....		(140.242)	(131.156)
Gastos Diversos .....		(52.046)	(36.252)
Outras Receitas Operacionais .....		22.343	15.483
Outras Despesas Operacionais .....		(9.300)	(4.715)
		<b>406.634</b>	<b>316.540</b>
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>			
<b>Equivalência Patrimonial</b> .....		<b>(873)</b>	<b>90.541</b>
<b>Resultado Financeiro</b>		<b>(30.000)</b>	<b>(81.676)</b>
Despesas Financeiras .....		(188.129)	(253.469)
Receitas Financeiras .....		158.129	171.793
		<b>375.761</b>	<b>325.405</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>			
Impostos Diferidos sobre o Lucro .....		55.127	(88.800)
		<b>430.888</b>	<b>236.605</b>
<b>RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>			
<b>Lucro por Ação</b>			
<b>Básico - Atribuível a Acionistas Controladores Detentores de Ações Ordinárias</b> .....		<b>45,28</b>	<b>24,86</b>
<b>Diluído - Atribuível a Acionistas Controladores Detentores de Ações Ordinárias</b> .....		<b>45,28</b>	<b>24,86</b>

## Demonstração dos Resultados Abrangentes (Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2019	31/12/2018
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>430.888</b>	<b>236.605</b>
<b>OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES</b>	<b>(288.547)</b>	<b>(273.111)</b>
Reserva de Reavaliação .....	(69.951)	(69.890)
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda .....	20.541	5.770
Venda de Títulos do Governo .....	(673)	(1.270)
Ganho/Perda Atuarial .....	(231.687)	(206.650)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes .....	(6.777)	(1.071)
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO</b>	<b>142.341</b>	<b>(36.506)</b>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
<b>Resultado do Exercício</b>		<b>430.888</b>	<b>236.605</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>			
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo .....		20.610	60.111
Encargos de Dívidas Provisionados.....		24.270	13.862
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis .....		(141.299)	139.752
Resultado de Equivalência Patrimonial .....		873	(76.241)
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa .....		1.306	26
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos .....		(163.768)	40.106
Baixas do Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível .....		(8.653)	(45.794)
Outras .....		3.993	5.020
<b>Aumento de Ativos</b>		<b>(377.544)</b>	<b>(528.957)</b>
Concessionárias e Permissionárias.....		(10.363)	88.895
Investimentos mantidos para venda .....		-	(466.276)
Tributos Compensáveis .....		(20.091)	33.356
Ganhos Líquidos com Instrumentos Financeiros .....		(16.406)	50.580
Depósitos Vinculados a Litígios .....		177	(4.974)
Dividendos Recebidos.....		50.261	81.125
Outros .....		(381.122)	(311.663)
<b>Redução de Passivos</b>		<b>269.359</b>	<b>103.152</b>
Fornecedores .....		(99.004)	(105.905)
Salários e Encargos Sociais .....		8.151	3.035
Tributos e Contribuição Social .....		2.780	(48.382)
Benefício Pós-Emprego .....		207.084	200.106
Encargos Setoriais .....		(2.605)	(1.816)
Dividendos Obrigatórios .....		106.561	
Outros .....		46.392	56.114
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>60.035</b>	<b>(52.358)</b>
Encargos de Dívidas Pagos .....		(23.539)	(19.919)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>36.496</b>	<b>(72.277)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
Aportes / Aumento de Capital em Controladas .....		43.613	102.390
Investimentos .....		1.505	(173.197)
Imobilizado .....		75.176	(121.616)
Intangível .....		7.909	(17.664)
<b>CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		<b>128.203</b>	<b>(210.087)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Empréstimos e Financiamentos Obtidos .....		-	212.095
Principal de Empréstimos e Financiamentos Pagos.....		(35.533)	(29.111)
<b>CAIXA LÍQUIDO APLICADO NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		<b>(35.533)</b>	<b>182.984</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>			
No início do exercício .....		182.196	281.576
No fim do exercício .....		311.362	182.196
		<b>129.166</b>	<b>(99.380)</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	Capital Social Integralizado	Reserva de Lucro			Reserva de Dividendo Não Distribuído	Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
		Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de Incentivos Fiscais				
<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	-	-	-	-	-	(1.070)	(1.070)
Registro da Perda Atuarial		-	-	-	-	-	(206.650)	(206.650)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	-	-	(203.220)	(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>
Lucro Líquido do Período	-	-	-	-	-	430.888	-	430.888
Dividendos Distribuídos	-	-	-	-	-	(141.551)	-	(141.551)
Ajuste Exercícios Anteriores	-	-	-	-	-	(343)	-	(343)
Outros resultados abrangentes								
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	-	-	-	-	-	19.868	19.868
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10	-	-	-	-	-	(6.777)	(6.777)
Registro da Perda Atuarial		-	-	-	-	-	(231.687)	(231.687)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	-	-	(218.596)	(218.596)
Reserva de Reavaliação	14.5.4	-	-	-	-	69.951	(69.951)	-
Constituição da Reserva de Capital		-	650.000	-	(587.646)	(62.354)	-	-
Constituição da Reserva Legal		-	-	53.146	-	(53.146)	-	-
Constituição da Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído		-	-	-	170.220	(170.220)	-	-
Constituição da Dividendos		-	-	-	-	(104.356)	-	(104.356)
<b>Saldos em 31/12/2019</b>	<b>915.633</b>	<b>650.000</b>	<b>53.146</b>	<b>421.658</b>	<b>170.220</b>	<b>(0)</b>	<b>(434.289)</b>	<b>1.776.368</b>

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

**Notas Explicativas**  
às Demonstrações Contábeis Regulatórias  
em 31 de Dezembro de 2019 e 2018  
(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 a 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 03MW 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 Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST. 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 Itauba ainda não foi alcançada pelo conteúdo da Lei nº 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 Unidades Geradoras	Localização (Rio/Município/UF)	Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
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 nº 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.

O Decreto n. 10.135, de 28 de novembro de 2019, alterou a redação do Decreto 9.271/2018, que regulamenta os Art. 26, 27, 28 e 30 da Lei nº 9.074/1995.

Ele permite a outorga de novo contrato de concessão para aquelas concessionárias públicas de geração que passarão por processo de desestatização.

Além de obter uma nova concessão de 30 anos, as empresas desestatizadas poderão migrar seus contratos para o regime de produção independente e negociar a energia no mercado livre (procedimento de “descontização”).

Para fazer parte do processo, o novo Decreto diz que é preciso que a outorga em vigor da concessionária pública tenha prazo de vencimento acima de 3 anos e 6 meses e a licitação seja concluída em até, no máximo, 18 meses antes do fim do prazo de sua validade. Ainda, são permitidas exceções para os casos em que o prazo remanescente da outorga seja inferior a 42 meses e possa haver interesse na desestatização. Nesses casos, Estados e Municípios terão que formalizar requerimento de adesão ao novo modelo em até 90 dias após a publicação do Decreto e o processo de privatização deverá ser concluído em até seis meses antes do término do contrato ou da outorga.

Essas alterações permitirão que o poder público (de Estados e Municípios) tenha prazo suficiente para realizar as privatizações, bem como o poder concedente (União) tenha o prazo necessário para realizar uma nova licitação se a empresa não optar pela desestatização.

O Decreto publicado define os novos pilares traçados pelo Poder Concedente, visando a Modernização do Setor Elétrico ao incentivar a migração das usinas hidrelétricas do regime de serviço público para o regime de produção independente de energia. Assim, as usinas irão comercializar a energia elétrica livremente no mercado regulado ou no mercado livre. Em contrapartida, a empresa passa a assumir riscos dessa operação, tais como o risco hidrológico, cabendo a ela adotar a melhor estratégia de comercialização

Alinhado com a intenção positivada no Decreto, em janeiro de 2020, o acionista controlador da CEEE-GT formalizou pedido de renovação da concessão, desde já comunicando que se encontra em curso processo de desestatização.

O MME se encontra em processo de atualização das premissas e calendário tentativo para a finalização dos cálculos inerentes à Outorga e posterior oferta ao mercado.

#### *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 nº 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 589/2013 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 nº 579 (Lei nº 12.783/2013), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais 30 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 05 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 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 meses antes do término do contrato. A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato.

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

## 1.2 Desestatização

Em 04 de julho de 2019, foi aprovado pela Assembleia Legislativa do Estado do Rio Grande do Sul, o Projeto de Lei nº 263/2019, que autorizou o Poder Executivo do Estado do Rio Grande do Sul a promover medidas de desestatização da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR, da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

No contexto de adesão ao Regime de Recuperação Fiscal, sobre o qual o Estado do Rio Grande do Sul busca reorganiza-se financeiramente, a alienação de ativos e participações ao lado de outras medidas, busca a ampliação de receitas e são condicionantes para o acordo com a União, nos termos do art.2º, § 1º, da Lei Complementar nº 159, de 19 de maio de 2017.

Desta forma está autorizada a alienação ou transferência da participação societária e de seus ativos, bem como o controle acionário do Estado do Rio Grande do Sul na *holding* e suas subsidiárias, nas formas estabelecidas no art.3º da Lei nº 10.607, de 28 de dezembro de 1995 Em maio de 2019 foi firmado o acordo de cooperação técnica com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, que tem vasta experiência em privatizações e fará a modelagem da venda.

O contrato para estruturação do projeto para o processo de desestatização da CEEE-GT foi assinado pelo acionista controlador, Governo do Estado do Rio Grande do Sul e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES em 16 de agosto de 2019. O BNDES efetuará a coordenação do projeto durante todas as fases, que compreendem estudos de modelagem econômico-financeira, consulta e audiência pública, realização de leilão e assinatura de contrato entre o setor público e a empresa vencedora. Além de prestar assessoria jurídica e auxiliar na divulgação do projeto e na interação com o mercado para a concretização da privatização. A expectativa é de que o leilão seja lançado em 2020.

## 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, pode apresentar diferenças de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, 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 apresentadas na nota explicativa nº 4 das Demonstrações Contábeis Societárias, 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 medida 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 PERMISSIONÁRIAS

Composição das Contas a Receber:

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES							VALORES RENEGOCIADOS					TOTAL 2019	TOTAL 2018
	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 .....	21.267	-	-	-	-	11	(11)	-	-	-	-	-	21.267	20.696
Encargos de Uso da Rede Elétrica .....	81.339	-	-	69	62	3.910	(4.041)	-	-	-	-	-	81.339	80.136
Energia de Curto Prazo - CCEE .....	7.310	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.310	-
Diversos .....	474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	474	501
<b>TOTAL</b>	<b>110.390</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>69</b>	<b>62</b>	<b>3.921</b>	<b>(4.052)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>110.390</b>	<b>101.333</b>

A provisão para créditos de liquidação duvidosa no valor de R\$4.052 (R\$4.785 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de 03 meses.

#### 5. IMOBILIZADO

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

Ativo Imobilizado em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
<b>Geração</b>										
Terrenos .....	20.712	-	-	-	-	20.712	-	-	20.712	20.712
Reservatório, barragens e adutoras .....	426.695	-	-	1.977	-	428.672	1.977	(368.838)	59.834	60.946
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	51.898	-	(3)	78	-	51.973	75	(47.533)	4.440	4.676
Máquinas e Equipamentos .....	335.705	-	(4.867)	13.406	-	344.244	8.539	(267.128)	77.116	70.028
Veículos .....	2.763	-	-	(1.221)	-	1.542	(1.221)	(1.513)	29	35
Móveis e Utensílios .....	937	-	(12)	-	-	925	(12)	(849)	76	92
<b>Transmissão</b>										
Terrenos .....	28.788	-	-	2.697	-	31.485	2.697	-	31.485	28.788
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	141.245	-	(105)	-	-	141.140	(105)	(121.686)	19.454	21.080
Máquinas e Equipamentos .....	4.235.759	-	(74.234)	112.116	-	4.273.641	37.882	(2.876.458)	1.397.183	1.405.289
Veículos .....	7.178	-	-	(688)	-	6.490	(688)	(6.333)	157	227
Móveis e Utensílios .....	2.114	-	(12)	3	-	2.105	(9)	(1.861)	244	285
<b>Administração</b>										
Edificações, obras civis e benfeitorias .....	1.828	-	-	-	-	1.828	-	(395)	1.433	1.486
Máquinas e Equipamentos .....	8.551	-	(77)	409	-	8.883	331	(4.482)	4.401	5.113
Veículos .....	4.013	-	-	2.035	-	6.048	2.035	(5.515)	533	716
Móveis e Utensílios .....	1.240	-	(13)	4	-	1.223	(16)	(1.031)	192	218
<b>Não Vinculados</b>										
Terrenos .....	287.346	-	-	-	-	287.346	-	-	287.346	287.346
Edificações .....	19.763	-	-	-	-	19.763	-	(13.342)	6.421	6.653
Máquinas .....	2.612	-	(35)	-	-	2.577	(35)	(2.381)	196	308
Veículos .....	112	-	-	-	-	112	-	(112)	-	-
Móveis e Utensílios .....	3.654	-	-	-	-	3.654	-	(3.580)	74	81
(-)Prov p/ajuste ao valor de recup de ativos	(730.028)	-	-	-	14.459	(715.569)	-	612.637	(102.932)	(95.622)
<b>Total do Ativo Imobilizado em Serviço</b>	<b>4.852.885</b>	<b>-</b>	<b>(79.358)</b>	<b>130.808</b>	<b>14.459</b>	<b>4.918.794</b>	<b>51.450</b>	<b>(3.110.400)</b>	<b>1.808.394</b>	<b>1.818.457</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil</b>										
<b>Geração</b>										
Máquinas e Equipamentos .....	53.516	25.871	-	(13.304)	-	66.083	12.567	-	66.083	53.516
Outros .....	11.212	(531)	-	(2.055)	-	8.626	(2.586)	-	8.626	11.212
<b>Transmissão</b>										
Máquinas e Equipamentos .....	151.415	48.101	-	(111.980)	-	87.536	(63.879)	-	87.536	151.415
Outros .....	43.586	1.572	-	(2.707)	-	42.451	(1.135)	-	42.451	43.586
<b>Administração</b>										
Máquinas e Equipamentos .....	1.398	163	-	(665)	-	896	(502)	-	896	1.398
Outros .....	551	-	-	-	-	551	-	-	551	551
<b>Total do Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>261.678</b>	<b>75.176</b>	<b>-</b>	<b>(130.711)</b>	<b>-</b>	<b>206.143</b>	<b>(55.535)</b>	<b>-</b>	<b>206.143</b>	<b>261.678</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>5.114.563</b>	<b>75.176</b>	<b>(79.358)</b>	<b>97</b>	<b>14.459</b>	<b>5.124.937</b>	<b>(4.085)</b>	<b>(3.110.400)</b>	<b>2.014.537</b>	<b>2.080.135</b>

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	2019			2018	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração	2,31%				
Custo histórico (voc)		549.338	(391.567)	157.771	151.359
Correção monetária especial (CME)		298.730	(294.293)	4.437	5.130
Transmissão	3,09%				
Custo histórico		2.155.260	(1.038.710)	1.116.550	1.073.160
Correção monetária especial		406.458	(385.665)	20.793	27.216
Reavaliação		1.893.143	(1.581.963)	311.180	355.293
Administração	10,11%				
Custo histórico		17.556	(10.998)	6.558	7.533
Correção monetária especial		426	(426)	-	-
Atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	4,03%				
Custo histórico		313.452	(19.415)	294.037	294.388
(-) Prov p/ajuste ao valor de recup de ativos		(715.569)	612.637	(102.932)	(95.622)
<b>Total do Ativo Imobilizado em Serviço</b>		<b>4.918.794</b>	<b>(3.110.400)</b>	<b>1.808.394</b>	<b>1.818.457</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		74.709	-	74.709	64.728
Transmissão		129.987	-	129.987	195.001
ADM		1.447	-	1.447	1.949
<b>Total do Ativo Imobilizado em Curso</b>		<b>206.143</b>	<b>-</b>	<b>206.143</b>	<b>261.678</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>		<b>5.124.937</b>	<b>(3.110.400)</b>	<b>2.014.537</b>	<b>2.080.135</b>

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

Ativo Intangível em Serviço - R	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
	<b>Geração</b>									
Softwares .....	853	-	-	200	-	1.053	200	(727)	326	255
<b>Transmissão</b>										
Servidões .....	69.868	-	-	9.388	-	79.256	9.388	-	79.256	69.868
Softwares .....	1.916	-	-	6	-	1.922	6	(1.364)	558	879
<b>Administração</b>										
Softwares .....	43.057	-	-	1.500	-	44.557	1.500	(12.709)	31.848	39.059
<b>Não Vinculados</b>										
Intangíveis .....	58	-	-	-	-	58	-	(39)	19	29
(-) Ajuste pelo valor da renovação	(14.906)	-	-	-	-	(14.906)	-	7	(14.899)	(14.899)
<b>Total do Intangível em Serviço</b>	<b>100.846</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>11.094</b>	<b>-</b>	<b>111.940</b>	<b>11.094</b>	<b>(14.832)</b>	<b>97.108</b>	<b>95.191</b>
<b>Ativo Intangível em Curso - R\$ M</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2018</b>	<b>Adições (A)</b>	<b>Baixas (B)</b>	<b>Transferências (C)</b>	<b>Outros</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2019</b>	<b>Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)</b>	<b>Amortização Acumulada</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2019</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2018</b>
<b>Geração</b>										
Softwares .....	598	21	-	(200)	-	419	(179)	-	419	598
<b>Transmissão</b>										
Servidões .....	3.087	6.393	-	(9.388)	-	92	(2.995)	-	92	3.087
Outros .....	320	1.514	-	(6)	-	1.828	1.508	-	1.828	320
<b>Administração</b>										
Softwares .....	1.557	(20)	-	(1.500)	-	37	(1.520)	-	37	1.557
<b>Total do Intangível em Curso</b>	<b>5.562</b>	<b>7.908</b>	<b>-</b>	<b>(11.094)</b>	<b>-</b>	<b>2.376</b>	<b>(3.186)</b>	<b>-</b>	<b>2.376</b>	<b>5.562</b>
<b>Total do Intangível</b>	<b>106.408</b>	<b>7.908</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>114.316</b>	<b>7.908</b>	<b>(14.832)</b>	<b>99.484</b>	<b>100.753</b>

Ativo Intangível - R\$ Mil	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2019		2018	
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração	16,82%				
Custo histórico (voc)		1.053	(727)	326	255
Transmissão	0,82%				
Custo histórico		43.782	(1.364)	42.418	33.350
Correção monetária especial		4.546	-	4.546	4.546
Reavaliação		32.850	-	32.850	32.851
Administração	6,77%				
Custo histórico		44.557	(12.709)	31.848	39.059
Atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20,02%				
Custo histórico		58	(39)	19	29
(-) Prov p/ajuste ao valor de recup de ativos		(14.906)	7	(14.899)	(14.899)
<b>Total do Intangível em Serviço</b>		<b>111.940</b>	<b>(14.832)</b>	<b>97.108</b>	<b>95.191</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		419	-	419	598
Transmissão		1.920	-	1.920	3.407
ADM		37	-	37	1.557
<b>Total do Intangível em Curso</b>		<b>2.376</b>	<b>-</b>	<b>2.376</b>	<b>5.562</b>
<b>Total do Intangível</b>		<b>114.316</b>	<b>(14.832)</b>	<b>99.484</b>	<b>100.753</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	Total
Terrenos	1.634	-	-	1.634
Reservatórios, Barragens e Aduadoras	923	228	36	1.187
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	(217)	26	-	(191)
Máquinas e Equipamentos	22.548	42.473	9.114	74.135
A Ratear	1.714	1.300	1.282	4.296
Desenvolvimento de Projetos	-	(11.430)	-	(11.430)
Material em Depósito	6.927	-	-	6.927
Outros	(1.382)	-	-	(1.382)
<b>Total das Adições</b>	<b>32.147</b>	<b>32.597</b>	<b>10.432</b>	<b>75.176</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 doze principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

Consolidado		
Descrição do bem		em R\$ mil
1. SISTEMA DE PROTEÇÃO		22.563
2. SISTEMA DE ATERRAMENTO		17.102
3. TRANSFORMADOR DE FORÇA		15.143
4. ESTRUTURA (TORRE)		10.602
5. BARRAMENTO		10.487
6. CONJUNTO DE SERVIDAO DA ODI		9.388
7. TRANSFORMADOR DE MEDIDA		6.493
8. ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO		6.485
9. CHAVE SECCIONADORA > 69kV		5.951
10. DISJUNTOR		5.888
11. SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA		5.801
12. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO		5.785

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

Consolidado		
Descrição do bem		em R\$ mil
1.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	(5.719)
2.	ESTRUTURA (POSTE,TORRE)	(2.994)
3.	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	(1.026)
4.	DISJUNTOR	(882)
5.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	(860)
6.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO	(564)
7.	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	(487)
8.	CHAVE	(180)
9.	SISTEMA DE AR COMPRIMIDO	(100)
10.	PÁRA-RAIOS	(93)

## 6. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal de Curto Prazo	Principal e Juros LP	Saldo Total	Adimplente	Data Captação Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pcto Juros	Frequência Pcto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização
<b>Financ.Emprést. Moeda Estrangeira</b>	<b>4.812</b>	<b>29.520</b>	<b>495.133</b>	<b>529.465</b>											
Ag. Francesa de Desenvolvimento - AFD	4.055	12.210	195.365	211.630	Sim	21/12/2012	Aval/Fiança	US\$	4,59%	31/01/2020	Semestral	31/01/2020	31/07/2036	Semestral	SAC
Bc. Interamericano Desenvolvimento - BID	757	17.310	299.768	317.835	Sim	28/12/2012	Aval/Fiança	US\$	2,98	15/06/2020	Semestral	15/06/2020	15/12/2036	Semestral	SAC
<b>Financ.Emprést. Moeda Nacional</b>	<b>-</b>	<b>6.723</b>	<b>37.067</b>	<b>43.790</b>											
BNDES	-	6.723	37.067	43.790	Sim	18/03/2013	Outras	TJLP	3,05%	15/01/2020	Mensal	15/01/2020	15/01/2029	Mensal	SAC
<b>Dívidas com Fundo de Pensão</b>	<b>-</b>	<b>133.029</b>	<b>1.154.523</b>	<b>1.287.552</b>											
Benefício Pós Emprego	-	126.742	1.091.143	1.217.885	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fundação ELETROCEEE	-	6.287	63.380	69.667	-	09/02/2012	Outras	INPC	6,63%	31/01/2020	Mensal	31/01/2020	31/05/2031	Mensal	SAC

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

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal e Juros LP	Saldo Total
<b>Ativos Financeiros</b>	-	<b>430.502</b>	<b>373.170</b>	<b>803.672</b>
<b>Caixa e Aplicações Financeiras</b>	-	<b>430.502</b>	<b>6</b>	<b>430.508</b>
Saldo Final de Caixa - Conta 1101	-	1.635	-	1.635
Títulos do Governo	-	119.140	-	119.140
Aplic. Financ. Outros Fundos de Invest.	-	309.727	6	309.733
<b>Mútuos Ativos</b>	-	-	<b>373.164</b>	<b>373.164</b>

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

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2019	Total 2018
<b>Dívida Bruta</b>	<b>4.812</b>	<b>226.246</b>	<b>1.706.487</b>	<b>1.937.545</b>	<b>1.741.944</b>
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	4.812	29.520	495.133	529.465	536.936
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	-	6.723	37.067	43.790	50.407
Fundo de Pensão	-	133.029	1.154.523	1.287.552	1.080.468
Intrasetoriais	-	56.974	19.764	76.738	74.133
<b>(-) Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(311.362)</b>	<b>(373.170)</b>	<b>(684.532)</b>	<b>(555.445)</b>
Alta Liquidez	-	(1.635)	-	(1.635)	(1.161)
Demais Aplicações Financeiras	-	(309.727)	(6)	(309.733)	(181.044)
Mútuos Ativos (Empresas Ligadas)	-	-	(373.164)	(373.164)	(373.240)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>4.812</b>	<b>(85.116)</b>	<b>1.333.317</b>	<b>1.253.013</b>	<b>1.186.499</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 1254/1995 firmado junto à Fundação CEEE.

O contrato SF nº 1254/1995 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	
	31/12/2019	31/12/2018
<b>CIRCULANTE</b>		
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP .....	224	215
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	33.604	34.814
Contrato 1254/95 - Plano Único .....	3.252	3.012
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	47.865	46.356
Contrato 1254/95 - CEEEPREV .....	3.034	2.811
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA .....	45.050	50.147
	<u>133.029</u>	<u>137.355</u>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	2.869	2.019
Provisão Plano Único .....	118.152	79.440
Contrato 1254/95 - Plano Único .....	30.591	32.569
Provisão Plano CEEEPREV .....	761.107	614.772
Contrato 1254/95 - CEEEPREV .....	32.789	34.909
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA .....	209.015	179.404
	<u>1.154.523</u>	<u>943.113</u>
<b>Total</b>	<u>1.287.552</u>	<u>1.080.468</u>

### 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 proporcionado a uma parcela de participantes que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração e atualizado pelo índice de reajuste do plano, viabilizado por uma contribuição suplementar chamada reserva a amortizar, hoje, de responsabilidade exclusiva da patrocinadora CEEE-GT. Essa parcela decorre de desequilíbrio encontrado no Plano CEEEPREV, originário dos participantes migrados do Plano Único, gerando uma situação atípica dentro de um plano originalmente de contribuição definida.

Em 2014 houve a implantação de alterações regulamentares do Plano CEEEPREV, aprovadas pela Portaria Previc nº 213/2014. As alterações contemplaram a recomposição dos benefícios saldados 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 ou até a data em que se desvinculou das patrocinadoras, o que ocorrer primeiro. Na mesma esteira, esse incremento nas obrigações é viabilizado por uma contribuição suplementar, também, de responsabilidade exclusiva da patrocinadora.

Assim existem peculiaridades *sui generis* no Plano CEEEPREV, contendo uma parte contribuição definida e uma parte benefício definido. Especialmente na parte que toca ao benefício definido e a responsabilidade de cobertura integral desses déficits pela CEEE-GT, há apontamentos pelos órgãos de controle, tanto no âmbito da Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC quanto no âmbito do Tribunal de Contas do Estado – TCE, que afirmam a ilegalidade desse procedimento.

Pela regulamentação atual do Plano CEEEPREV (artigos 109, 132 e 147) a eventual insuficiência de cobertura patrimonial nas reservas que suportam o chamado benefício salgado (déficit) é suportada integralmente pela patrocinadora.

A PREVIC interpreta tal dispositivo regulamentar como ilegal, determinando através da Portaria Previc nº 213, de 23/04/2014, a alteração do respectivo regulamento do plano, introduzindo nova disciplina para que os eventuais déficits sejam suportados de forma paritária entre participantes e patrocinadora, em consonância com a Emenda Constitucional nº 20/1998.

Contrária à determinação da PREVIC a ELETROCEEE ingressou com a ação judicial de nº 0065790-57.2014.4.01.3400 perante a Justiça Federal do Distrito Federal que, em primeira instância foi julgada improcedente, estando pendente de julgamento recurso de apelação interposto pela ELETROCEEE. Tal recurso acabou sendo recebido pelo TRF com efeito suspensivo, razão pela qual impede o cumprimento imediato da decisão pela PREVIC.

Na mesma esteira do órgão de controle previdenciário, a equipe de fiscalização do Tribunal de Contas do Estado do RS também apontou ilegalidade nos dispositivos regulamentares do CEEEPREV, notadamente em desacordo com o princípio constitucional da paridade contributiva, concluindo que essas ilegalidades geraram reflexos significativos na situação patrimonial da Companhia.

Considerando a natureza societária da CEEE-GT (Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores, a patrocinadora ingressou com ação declaratória contra a ELETROCEEE, demanda instruída nos autos do processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001, em curso no âmbito da justiça estadual do Rio Grande do Sul. Em 18/12/2019 foi deferido pedido de antecipação de tutela determinando que a ELETROCEEE enquadre os aportes exigidos da empresa aos ditames do art. 202, § 3º, da CF e art. 6º da Lei Complementar 108/2001. De outro lado a Fundação ELETROCEEE interpôs agravo de instrumento (processo nº 5000483-37.2020.8.21.7000), ao qual foi atribuído efeito suspensivo à luz da tutela recursal vigente no processo federal que suspendeu temporariamente a determinação da PREVIC contida na Portaria nº 213/2014.

### **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 da Constituição Brasileira, 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.

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 CNPC nº 30 de 30/10/2018, determina em seu art. 14º que para a destinação da reserva especial ou equacionamento de déficit, deverão ser identificados quais os montantes atribuíveis aos participantes e assistidos, de um lado, e ao patrocinador, de outro, observada a proporção contributiva das contribuições normais vertidas no período em que se deu a constituição da reserva especial, no caso de superávit, e as contribuições vigentes no período em que o resultado deficitário foi apurado, no caso de déficit, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano do benefício administrado pela EFPC, 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. Considerando a natureza societária da Companhia (Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores, 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.

### **7.4. Provisão para Complementação Aposentadoria - Ex-Autárquicos - Lei Estadual nº 3.096/1956 - 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 4.136/1961.

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.

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 nº 33 (R1) e foram as seguintes:

PREMISSAS ATUARIAIS ADOPTADAS	2019			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	3,09% a.a.	3,09% a.a.	2,37% a.a.	3,20% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	3,09% a.a.	3,09% a.a.	2,37% a.a.	3,20% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	0,00%	N/A	N/A	0,00%
Expectativa de Inflação	3,61% a.a.	3,61% a.a.	3,61% a.a.	3,61% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	97,90%	100,00%	100,00%	97,90%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 male	UP-94 male	UP-94 male	BR-EM\$sb-2015-M&F
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-83 male	N/A	N/A	BR-EM\$sb-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 Deliberação CVM nº 695/2012. 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 nº 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

	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	<b>(3.575.526)</b>	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)
Custo do serviço corrente	661	-	-	(6.398)	<b>(5.738)</b>	1.111	-	-	(5.098)	(3.987)
Custo de juros	(105.458)	(189)	(17.896)	(179.420)	<b>(302.963)</b>	(120.919)	(222)	(27.249)	(186.204)	(334.595)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial	(238.002)	(894)	(51.667)	(369.472)	<b>(660.034)</b>	(147.445)	82	(3.369)	(166.580)	(317.311)
Contribuições de participantes realizada no período	(2.981)	-	-	(1.509)	<b>(4.490)</b>	(3.404)	-	-	(1.465)	(4.869)
Benefícios pagos no período	120.820	224	45.049	153.249	<b>319.342</b>	117.390	215	50.148	147.307	315.059
<b>Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício</b>	<b>(1.518.976)</b>	<b>(3.093)</b>	<b>(254.064)</b>	<b>(2.453.277)</b>	<b>(4.229.410)</b>	<b>(1.294.016)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(2.049.726)</b>	<b>(3.575.526)</b>

### ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.156.878)	-	-	(1.609.924)	<b>(2.766.802)</b>	(1.004.297)	-	-	(1.352.425)	<b>(2.356.723)</b>
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(362.099)	(3.093)	(254.064)	(843.353)	<b>(1.462.608)</b>	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	<b>(1.218.803)</b>
<b>Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício</b>	<b>(1.518.976)</b>	<b>(3.093)</b>	<b>(254.064)</b>	<b>(2.453.277)</b>	<b>(4.229.410)</b>	<b>(1.294.016)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(2.049.726)</b>	<b>(3.575.526)</b>
Estatuto do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto

### CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.004.297	-	-	1.352.425	<b>2.356.723</b>	908.731	-	-	1.310.004	<b>2.218.735</b>
Retorno esperado dos ativos do plano	82.301	-	-	118.144	<b>200.445</b>	96.325	-	-	132.737	<b>229.062</b>
Ganhos / (perdas) atuariais	158.847	-	-	244.889	<b>403.736</b>	83.187	-	-	10.921	<b>94.108</b>
Contribuições do empregador	29.272	224	45.049	46.205	<b>120.750</b>	30.039	215	50.148	44.606	<b>125.008</b>
Contribuições de participantes do plano	2.981	-	-	1.509	<b>4.490</b>	3.404	-	-	1.465	<b>4.869</b>
Benefícios pagos pelo plano	(120.820)	(224)	(45.049)	(153.249)	<b>(319.342)</b>	(117.390)	(215)	(50.148)	(147.307)	<b>(315.059)</b>
<b>Valor justos dos ativos do plano no final do exercício</b>	<b>1.156.878</b>	-	-	<b>1.609.924</b>	<b>2.766.802</b>	<b>1.004.297</b>	-	-	<b>1.352.425</b>	<b>2.356.723</b>

## 7.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(362.099)	(3.093)	(254.064)	(843.353)	(1.462.608)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	181.049	-	-	-	181.049	144.860	-	-	-	144.860
<b>Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício</b>	<b>(181.049)</b>	<b>(3.093)</b>	<b>(254.064)</b>	<b>(843.353)</b>	<b>(1.281.559)</b>	<b>(144.860)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(697.300)</b>	<b>(1.073.944)</b>

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)
Pagamentos para o plano	29.272	224	45.048	46.205	120.749	30.039	215	50.148	44.606	125.008
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(54.543)	(894)	(51.667)	(124.584)	(231.687)	(47.704)	82	(3.369)	(155.659)	(206.650)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(10.918)	(189)	(17.896)	(67.674)	(96.677)	(11.186)	(222)	(27.249)	(58.566)	(97.223)
<b>Passivo referente ao Benefício Definido</b>	<b>(181.049)</b>	<b>(3.093)</b>	<b>(254.064)</b>	<b>(843.353)</b>	<b>(1.281.559)</b>	<b>(144.860)</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(229.550)</b>	<b>(697.300)</b>	<b>(1.073.944)</b>

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO	2019					2020- Estimado				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente líquido	(661)	-	-	6.398	5.738	(480)	-	-	6.024	5.544
Custo de juros	52.729	189	17.896	179.420	250.235	47.646	203	14.224	164.529	226.602
Retorno esperado dos ativos dos plano	(41.150)	-	-	(118.144)	(159.295)	(36.351)	-	-	(107.771)	(144.122)
<b>Total da despesa do exercício</b>	<b>10.918</b>	<b>189</b>	<b>17.896</b>	<b>67.675</b>	<b>96.678</b>	<b>10.815</b>	<b>203</b>	<b>14.224</b>	<b>62.782</b>	<b>88.024</b>

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(323.790)	(1.421)	(62.476)	(313.708)	(701.395)	(276.085)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.746)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(54.543)	(894)	(51.667)	(124.584)	(231.687)	(47.704)	82	(3.369)	(155.659)	(206.650)
<b>Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício</b>	<b>(378.333)</b>	<b>(2.315)</b>	<b>(114.143)</b>	<b>(438.292)</b>	<b>(933.083)</b>	<b>(323.790)</b>	<b>(1.421)</b>	<b>(62.476)</b>	<b>(313.708)</b>	<b>(701.395)</b>

## 7.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

	2019							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(67.525)	-4,45%	(136)	-4,39%	(5.715)	-2,25%	(129.499)	-5,28%
Redução de 0,5%	73.092	4,81%	147	4,74%	5.973	2,35%	142.071	5,79%
Expectativa de Vida								
Aumento da Expectativa em 1 ano	44.896	2,96%	102	3,29%	14.837	5,84%	56.564	2,31%
Redução da Expectativa em 1 ano	(45.148)	-2,97%	(101)	-3,28%	(14.271)	5,62%	(57.355)	-2,34%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	85	0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	5.371	0,22%
Redução de 0,5%	(84)	-0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	(4.795)	-0,20%

Demonstração de (Ganhos)/Perdas Atuariais sobre a Obrigação atuarial	2019							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
	Impacto em valores	% das obrigações atuariais	Impacto em valores	% das obrigações atuariais	Impacto em valores	% das obrigações atuariais	Impacto em valores	% das obrigações atuariais
<b>Variação</b>								
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	206.705	13,6%	401	13,0%	21.061	8,3%	393.025	16,0%
Alteração na tábua de mortalidade geral	N/A	N/A	478	15,4%	15.689	6,2%	N/A	N/A
Experiência da população	27.873	1,8%	15	0,5%	14.917	5,9%	26.280	1,1%
Alteração no fator de capacidade	4.034	0,3%	N/A	N/A	N/A	N/A	6.516	0,3%
Alteração do crescimento real de salários	(610)	0,0%					(56.349)	-2,3%
Total das perdas / (ganhos)apuradas no exercício	<b>238.002</b>	<b>15,7%</b>	<b>894</b>	<b>28,9%</b>	<b>51.667</b>	<b>20,4%</b>	<b>369.472</b>	<b>15,1%</b>

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2019	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,00%	0,00%
Realizável – Gestão Previdencial	7,59%	3,39%
Realizável – Gestão Administrativa	1,29%	3,86%
Títulos Públicos	65,14%	65,30%
Créditos Privados e Depósitos	5,94%	5,23%
Ações	8,43%	8,29%
Fundos de Investimentos	9,30%	10,14%
Investimentos Imobiliários	0,54%	0,46%
Empréstimos e Financiamentos	1,77%	3,33%
<b>Total em percentual dos ativos do plano</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

## 8. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

	31/12/2019	31/12/2018
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
IRPJ/CSLL sobre Prejuízo e Base Negativa .....	94.479	42.061
IRPJ/CSLL sobre Demais Provisionamentos .....	152.553	28.334
	<b>247.032</b>	<b>70.395</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
Varição do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda .....	22.290	9.421
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE LÍQUIDO</b>	<b>224.742</b>	<b>60.974</b>

## 9. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

### 9.1. Movimentação da provisão para contingências

	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Total
<b>Saldos em 31/12/2018</b>	104.849	77.064	5.053	186.966
Constituição .....	70.716	1.234	6	71.956
Baixas/reversão .....	(81.360)	(6.622)	(4.930)	(92.912)
Atualização .....	14.991	11.447	117	26.555
<b>Saldos em 31/12/2019</b>	109.196	83.123	246	192.565

### 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:

	31/12/2019			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	31.633	2.144	-	33.777
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	116.907	81.025	256	198.188
Subtotal Riscos Prováveis	148.540	83.169	256	231.965
(-) Depósitos judiciais	(39.343)	(47)	(10)	(39.400)
Total não circulante	77.564	80.978	246	158.788
Total geral	109.197	83.122	246	192.565
	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

## 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:

	Depreciação Taxa	Custo Histórico	Total
<b>Em serviço</b>			
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	0%	(30.461)	<b>(30.461)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento		(195)	<b>(195)</b>
<b>Em curso</b>			
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		(184)	<b>(184)</b>
<b>Total</b>		<b>(30.840)</b>	<b>(30.840)</b>

## 11. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 11.1. Capital Social

O capital social em 31 de dezembro de 2019 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. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	2019	2018
Varição líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	13.253	161
Reserva de Reavaliação	485.541	555.492
Perda Atuarial	(933.082)	(701.395)
	<b>(434.289)</b>	<b>(145.742)</b>

### 11.3. Reserva de Lucros

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

#### 11.3.1. Reserva Legal

Pela legislação societária brasileira, a Companhia deve transferir 5% do lucro líquido apurado nos seus livros societários, preparados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, para a reserva legal até que essa reserva seja equivalente a 20% do capital integralizado. A reserva legal pode ser utilizada para aumentar o capital ou para absorver prejuízos, mas não pode ser usada para fins de dividendos. Em 2019 totalizou R\$53.146.

#### 11.3.2. Dividendos Não Distribuídos

Em 2019 totalizou R\$170.220. Estes dividendos serão pagos conforme disponibilidade de caixa, de acordo com a Lei 6.404, artigo 202, §4º.

### 11.3.3 Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6.404/1976, 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. No exercício de 2017 foram capitalizados R\$200.000 da Reserva de Incentivos Fiscais, restando um saldo de R\$1.009.304.

Em 2019 a Administração propõe capitalizar o montante de R\$587.646, restando saldo de Reserva de Incentivos Fiscais de R\$421.658.

### 11.4. Reserva de Capital

Alinhado à contabilidade societária, que no exercício de 2019 apresentou o montante das reservas de lucros, desconsiderando a rubrica de Reserva Especial – Dividendo não Distribuído, superior ao Capital Social da Companhia e de acordo com o artigo 199 da Lei nº 6.404/1976, a Administração propôs aumento de capital com o excesso destas reversas no montante de R\$650.000, a ser ratificada na Assembleia Geral Extraordinária de 19/05/2020.

## 12. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2019	2018
<b>Pessoal</b>	<b>343.321</b>	<b>346.530</b>
Remuneração	146.021	143.690
Encargos	58.226	58.265
Previdência Privada - Corrente	10.453	10.581
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	103.779	104.669
Programa de demissão voluntária	1.956	2.981
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	2.191	19
Outros benefícios - Corrente	20.695	26.326
<b>Administradores</b>	<b>867</b>	<b>967</b>
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	841	938
Benefícios dos administradores	26	29
<b>Total</b>	<b>344.188</b>	<b>347.497</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 2019, das Unidades de Negócio: Geração (G), Transmissão (T).

R\$ Mil em 2019	Geração	Transmissão	Total
<b>Receita / Ingresso</b>	<b>481.500</b>	<b>875.696</b>	<b>1.357.196</b>
Suprimento de energia elétrica	386.405	-	386.405
Energia Elétrica de Curto Prazo	95.095	-	95.095
Disponibilização do sistema de Transmissão e Distribuição	-	875.696	875.696
<b>Tributos</b>	<b>(39.215)</b>	<b>(79.620)</b>	<b>(118.835)</b>
ICMS	(803)	-	(803)
PIS/PASEP	(6.851)	(14.203)	(21.054)
Cofins	(31.561)	(65.417)	(96.978)
<b>Encargos</b>	<b>(30.465)</b>	<b>(102.313)</b>	<b>(132.778)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.118)	(6.938)	(11.056)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	(2.479)	(2.479)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(74.300)	(74.300)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hidrôicos - CFURH	(25.812)	-	(25.812)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(535)	(2.667)	(3.202)
Outros Encargos	-	(15.929)	(15.929)
<b>Receita Líquida/Ingresso Líquido</b>	<b>411.820</b>	<b>693.763</b>	<b>1.105.583</b>
<b>Custos não gerenciáveis</b>	<b>(105.817)</b>	<b>-</b>	<b>(105.817)</b>
Energia Elétrica comprada para revenda	(49.433)	-	(49.433)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(56.384)	-	(56.384)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>306.003</b>	<b>693.763</b>	<b>999.766</b>
<b>Custos gerenciáveis</b>	<b>(134.141)</b>	<b>(458.991)</b>	<b>(593.132)</b>
Pessoal e Administradores	(87.833)	(256.355)	(344.188)
Material	(1.453)	(5.223)	(6.676)
Serviços de terceiros	(12.668)	(39.136)	(51.804)
Arrendamento e aluguéis	(937)	(5.527)	(6.464)
Seguros	(54)	(150)	(204)
Provisões	(12.698)	(3.248)	(15.946)
( - ) Recuperação de despesas	2.266	16.742	19.008
Tributos	(1.569)	(6.045)	(7.614)
Depreciação e Amortização	(13.070)	(127.172)	(140.242)
Gastos diversos	(12.954)	(39.092)	(52.046)
Outras Receitas Operacionais	9.712	12.631	22.343
Outras Despesas Operacionais	(2.883)	(6.417)	(9.300)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>171.862</b>	<b>234.772</b>	<b>406.634</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 (AjI), 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 (GAGMeI), 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 nº 120/2016), como esperado, será R\$19 milhões menor do 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

	2019			2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>						
Caixa e Equivalentes de Caixa .....	311.362	-	311.362	182.196	-	182.196
Concessionárias e Permissonárias .....	110.390	-	110.390	101.333	-	101.333
Tributos Compensáveis .....	2.027	-	2.027	22.117	-	22.117
Almoxarifado Operacional .....	20.356	-	20.356	27.509	-	27.509
Investimentos Temporários .....	119.140	-	119.140	548.301	-	548.301
Despesas Pagas Antecipadamente .....	1.573	-	1.573	1.075	-	1.075
Ativo Financeiro Contratual .....	-	122.677	122.677	-	116.890	116.890
Ativo da Concessão - Financeiro .....	-	319.357	319.357	-	282.770	282.770
Outros Ativos Circulantes .....	114.386	(38.636)	75.750	97.185	-	97.185
	<b>679.234</b>	<b>403.398</b>	<b>1.082.632</b>	<b>979.716</b>	<b>399.660</b>	<b>1.379.376</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>						
Tributos Compensáveis .....	5	-	5	6	-	6
Depósitos Judiciais e Cauções .....	45.545	-	45.545	45.722	-	45.722
Tributos Diferidos .....	247.032	4.748	251.780	70.395	-	70.395
Ativo Financeiro Contratual .....	-	824.892	824.892	-	772.424	772.424
Ativo da Concessão - Financeiro .....	-	1.254.969	1.254.969	-	1.412.735	1.412.735
Outros Ativos Não Circulantes .....	1.214.924	46.473	1.261.397	779.045	1.348	780.393
Imobilizado .....	2.014.537	(1.488.572)	525.965	2.080.135	(1.537.218)	542.917
Direito de Uso .....	-	13.845	13.845	-	-	-
Intangível .....	99.484	(64.450)	35.034	100.753	(58.057)	42.696
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão	1.460	643	2.103	1.460	644	2.104
	<b>3.622.987</b>	<b>592.548</b>	<b>4.215.535</b>	<b>3.077.516</b>	<b>591.876</b>	<b>3.669.392</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.302.221</b>	<b>995.946</b>	<b>5.298.167</b>	<b>4.057.232</b>	<b>991.536</b>	<b>5.048.768</b>

## b) Passivo

	2019			2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>						
Fornecedores .....	38.193	-	38.193	137.197	-	137.197
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações .....	41.055	-	41.055	38.984	-	38.984
Obrigações Sociais e Trabalhistas .....	43.912	-	43.912	35.761	-	35.761
Provisão para Benefícios a Empregados .....	133.029	-	133.029	137.355	-	137.355
Tributos .....	30.219	-	30.219	27.439	-	27.439
Provisão para Litígios .....	33.777	-	33.777	37.148	-	37.148
Passivos Financeiros Setoriais .....	56.974	-	56.974	59.762	-	59.762
Arrendamento a Pagar .....	-	3.706	3.706	-	-	-
Outros Passivos Circulantes .....	160.931	(38.635)	122.296	18.898	141.552	160.450
	<b>538.090</b>	<b>(34.929)</b>	<b>503.161</b>	<b>492.544</b>	<b>141.552</b>	<b>634.096</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>						
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações .....	532.199	-	532.199	548.359	-	548.359
Provisão para Benefícios a Empregados .....	1.154.523	-	1.154.523	943.113	-	943.113
Arrendamento a Pagar .....	-	10.257	10.257	-	-	-
Provisão para Litígios .....	158.788	4.479	163.267	149.818	-	149.818
Encargos Setoriais .....	19.764	-	19.764	14.371	-	14.371
Tributos Diferidos .....	22.290	395.085	417.375	9.421	318.569	327.990
Obrigações Especiais .....	30.839	(30.839)	-	30.839	(30.839)	-
Outros Passivos Não Circulantes .....	69.360	(4.479)	64.881	58.441	-	58.441
	<b>1.987.763</b>	<b>374.503</b>	<b>2.362.266</b>	<b>1.754.362</b>	<b>287.730</b>	<b>2.042.092</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>2.525.853</b>	<b>339.574</b>	<b>2.865.427</b>	<b>2.246.906</b>	<b>429.282</b>	<b>2.676.188</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
Capital Social .....	915.633	-	915.633	915.633	-	915.633
Reserva de Capital .....	650.000	-	650.000	-	-	-
Reserva de Incentivos Fiscais .....	421.658	-	421.658	1.009.304	-	1.009.304
Reserva Legal .....	53.146	-	53.146	-	31.176	31.176
Reserva Especial - Dividendos não Distribuídos .....	170.220	775.712	945.932	-	841.576	841.576
Reserva Estatutária .....	-	-	-	-	62.354	62.354
Reserva de Retenção de Lucros .....	-	208.712	208.712	-	-	-
Outros Resultados Abrangentes .....	(434.289)	(328.052)	(762.341)	(145.742)	(341.721)	(487.463)
Lucros ou Prejuízos Acumulados .....	-	-	-	31.131	(31.131)	-
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.776.368</b>	<b>656.372</b>	<b>2.432.740</b>	<b>1.810.326</b>	<b>562.254</b>	<b>2.372.580</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>4.302.221</b>	<b>995.946</b>	<b>5.298.167</b>	<b>4.057.232</b>	<b>991.536</b>	<b>5.048.768</b>

### c) Demonstração do Resultado do Exercício

Nota	2019			2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Operações em continuidade</b>	<b>1.357.196</b>	<b>(61.412)</b>	<b>1.295.784</b>	<b>1.280.780</b>	<b>(95.093)</b>	<b>1.185.687</b>
Suprimento de energia elétrica	386.405	-	386.405	339.272	-	339.272
Energia Elétrica de Curto Prazo	95.095	-	95.095	100.139	-	100.139
Disponibilização do sistema de transmissão	875.696	-	875.696	841.369	-	841.369
Amortização Ativo Financeiro	-	(413.372)	(413.372)	-	(418.586)	(418.586)
Outras receitas	-	351.960	351.960	-	323.493	323.493
<b>Tributos</b>	<b>(118.835)</b>	-	<b>(118.835)</b>	<b>(111.267)</b>	-	<b>(111.267)</b>
ICMS	(803)	-	(803)	-	-	-
PIS/PASEP	(21.054)	-	(21.054)	(19.847)	-	(19.847)
Confins	(96.978)	-	(96.978)	(91.420)	-	(91.420)
<b>Encargos</b>	<b>(132.778)</b>	-	<b>(132.778)</b>	<b>(99.686)</b>	-	<b>(99.686)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(11.056)	-	(11.056)	(10.698)	-	(10.698)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(74.300)	-	(74.300)	(48.320)	-	(48.320)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(3.202)	-	(3.202)	(3.087)	-	(3.087)
Reserva Global de Reversão - RGR	(2.479)	-	(2.479)	(3.025)	-	(3.025)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(25.812)	-	(25.812)	(21.775)	-	(21.775)
Outros Encargos	(15.929)	-	(15.929)	(12.781)	-	(12.781)
<b>Receita Líquida/Ingresso líquido</b>	<b>1.105.583</b>	<b>(61.412)</b>	<b>1.044.171</b>	<b>1.069.827</b>	<b>(95.093)</b>	<b>974.734</b>
<b>Custos não gerenciáveis</b>						
Energia Elétrica comprada para revenda	(49.433)	-	(49.433)	(122.356)	-	(122.356)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(56.384)	-	(56.384)	(53.681)	-	(53.681)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>999.766</b>	<b>(61.412)</b>	<b>938.354</b>	<b>893.790</b>	<b>(95.093)</b>	<b>798.697</b>
<b>Custos gerenciáveis</b>						
Pessoal e Administradores	(236.966)	-	(236.966)	(239.692)	-	(239.692)
Entidade de previdência privada	(107.222)	-	(107.222)	(107.805)	-	(107.805)
Material	(6.675)	(628)	(7.303)	(6.345)	4.423	(1.922)
Serviços de terceiros	(51.804)	-	(51.804)	(44.561)	-	(44.561)
Despesas de Locação	(6.464)	4.356	(2.108)	(6.169)	-	(6.169)
Seguros	(204)	-	(204)	(203)	-	(203)
Provisões	(57.834)	-	(57.834)	(53.017)	-	(53.017)
Recuperação de despesas	19.008	-	19.008	5.606	-	5.606
Tributos	(7.614)	-	(7.614)	(2.832)	-	(2.832)
Depreciação e Amortização	(140.242)	110.145	(30.097)	(131.156)	107.263	(23.893)
Depreciação do Ativo de Direito de Uso	-	(3.389)	(3.389)	-	-	-
Gastos diversos da atividade vinculada	(10.158)	(75.947)	(86.105)	(1.844)	(118.016)	(119.860)
Outras Receitas Operacionais	22.343	-	22.343	15.483	(1.198)	14.285
Outros Gastos Operacionais	(9.300)	7.171	(2.129)	(4.715)	117	(4.598)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>406.634</b>	<b>(19.704)</b>	<b>386.930</b>	<b>316.540</b>	<b>(102.504)</b>	<b>214.036</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>	<b>(873)</b>	<b>45.122</b>	<b>44.249</b>	<b>90.541</b>	-	<b>90.541</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(30.000)</b>	<b>(1.085)</b>	<b>(31.085)</b>	<b>(81.676)</b>	<b>(298)</b>	<b>(81.974)</b>
Despesas financeiras	(188.129)	(1.085)	(189.214)	(253.469)	519	(252.950)
Receitas financeiras	158.129	-	158.129	171.793	(817)	170.976
<b>Lucro antes impostos sobre lucro</b>	<b>375.761</b>	<b>24.333</b>	<b>400.094</b>	<b>325.405</b>	<b>(102.802)</b>	<b>222.603</b>
Impostos Diferidos sobre lucro	55.127	(63.991)	(8.864)	(88.800)	39.583	(49.217)
<b>Resultado líquido das operações em continuidade</b>	<b>430.888</b>	<b>(39.658)</b>	<b>391.230</b>	<b>236.605</b>	<b>(63.219)</b>	<b>173.386</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>	<b>430.888</b>	<b>(39.658)</b>	<b>391.230</b>	<b>236.605</b>	<b>(63.219)</b>	<b>173.386</b>
Atribuível aos:						
Acionistas controladores	430.888	(39.658)	391.230	236.605	(63.219)	173.386
<b>Lucro por ação</b>						
Básico - Atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	1,11	-	1,01	0,61	-	0,45
Diluído - Atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	1,11	-	1,01	0,61	-	0,45
<b>Lucro por ação originado das operações em continuidade</b>	<b>430.888</b>	<b>(39.658)</b>	<b>391.230</b>	<b>236.605</b>	<b>(63.219)</b>	<b>173.386</b>
básico - lucro de operações continuadas atribuíveis a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	1,11	-	1,01	0,61	-	0,45
diluído - lucro de operações continuadas atribuíveis a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	1,11	-	1,01	0,61	-	0,45

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

### **15.1. Total do Ativo e Passivo**

Na nota explicativa 15 (Ativo e Passivo) foram consideradas as rubricas dos Ativos e Passivos de Tributos Diferidos conforme efetivos registros contábeis, o que difere da apresentação do Balanço Patrimonial Regulatório, onde os Tributos Diferidos estão apresentados no valor líquido de R\$224.742 no Ativo não Circulante (vide nota explicativa nº 8). O mesmo procedimento foi adotado para coluna que representa a contabilidade societária.

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

O montante de R\$1.574.326, R\$ 319.357 no Ativo Circulante e R\$1.254.969 no ativo não circulante, (R\$1.695.505 em 31 de dezembro de 2018) 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 589/2013 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 08 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.

### **15.3. Ativos da Concessão Contratual**

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 nº 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 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 nº 080/2002, vigente até 2032, é reconhecido como Ativo Contratual.

O valor do Ativo Contratual 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 05 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.

## **15.4. Imobilizado**

### **15.4.1 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.

### **15.4.2 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.

## **15.5. Intangível**

### *15.5.1 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.

## **15.6 Obrigações Especiais**

### *15.6.1 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.

### *15.6.2 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.

## **15.7. 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 notas explicativas nº 11.3 e 15.1.

O custo atribuído (*Deemed Coast*) compõe o grupo Outros Resultados Abrangentes, e segue a prática estabelecida no ICPC 10 na contabilidade societária, o qual não é aplicado na contabilidade regulatória.

Da mesma forma a adoção do CPC 47 em 2018 gerou uma diferença entre as práticas adotadas pela Companhia e gerou valores a serem reconhecidos na rubrica Outros Resultados Abrangentes na contabilidade societária que não foram aplicados na contabilidade regulatória.

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

### *15.8.1 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.

### *15.8.2 Ativo Intangível*

É composto pelos valores dos serviços de construção e melhorias da infraestrutura 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.

#### *15.8.3 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.

#### *15.8.4 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.

#### *15.8.5 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 Cost*).

## **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 2019 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 2019, 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 separada sobre estes assuntos.

### a) Provisão para Déficit Atuarial em Plano de Previdência (nota explicativa 7.6)

A Companhia é patrocinadora de um plano de previdência complementar na modalidade de Benefício definido. Em 31/12/2019, a companhia reconheceu provisão para complemento do déficit atuarial no montante de R\$ 181.049 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 15.2)**

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 2019 é de R\$ 1.574.326 mil. O Ativo, assim como seu ganho, está relacionado aos valores homologados pela ANEEL, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 2019. 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 2019**

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 2019, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (demonstrações contábeis societárias), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 30 de março de 2020.

## **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 planejamos 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.

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, determinamos 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, 23 de junho de 2020.

RUSSELL BEDFORD BRASIL  
AUDITORES INDEPENDENTES S/S  
2 CRC RS 5.460/O-O "T" SP

ROGER MACIEL DE  
OLIVEIRA:90238435091

Assinado de forma digital por ROGER MACIEL DE  
OLIVEIRA:90238435091  
DN: c=BR, o=ICP-Brasil, ou=Autoridade Certificadora Rair Oliveira v2,  
ou=AC SOLUT1, ou=AC SOLUT1 Multipla, ou=0315120000133,  
ou=Certificado PF\_A1, cn=ROGER MACIEL DE OLIVEIRA:90238435091  
Dados: 2020.06.29 10:13:06 -03'00'

Roger Maciel de Oliveira  
Contador 1 CRC RS 71.505/O-3 "T" SP  
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 2019, 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, 30 de junho de 2020.

## 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, 23 de junho de 2020.



Marco da Camino Ancona Lopez Soligo  
Diretor Presidente,  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



Elisângela Moura Rodrigues  
Contadora  
CRCRS 062.384/O-7