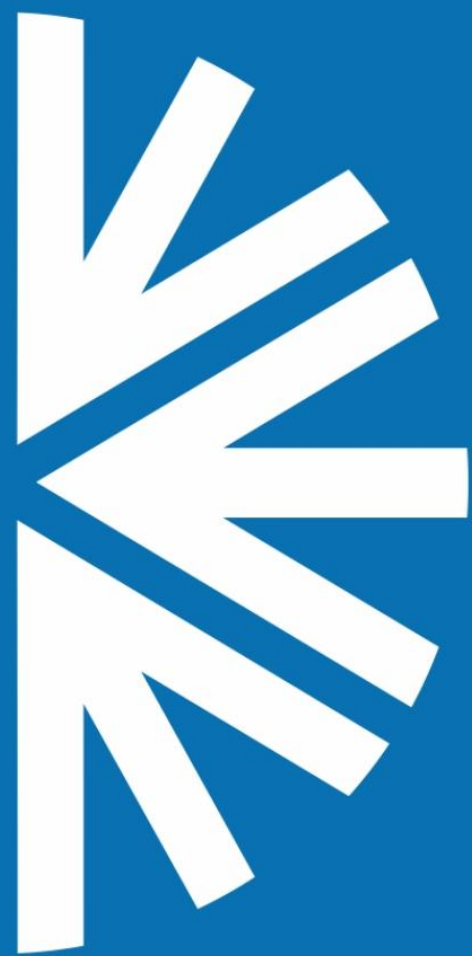


**Companhia Estadual de Geração e
Transmissão de Energia Elétrica
CEEE - GT**



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

DEZEMBRO 2019



Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

399

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	03
Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	
Balanços Patrimoniais Individuais e Consolidados	26
Demonstração dos Resultados Individuais e Consolidados	27
Demonstração dos Resultados Abrangentes Individuais e Consolidados	28
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Individuais e Consolidados	29
Demonstração dos Fluxos de Caixa Individuais e Consolidados	30
Demonstração dos Valores Adicionados Individuais e Consolidados	31
Notas explicativas das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	32
Declaração dos Diretores da Companhia sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	102
Declaração dos Diretores da Companhia sobre o Relatório dos Auditores Independentes	103
Parecer do Conselho Fiscal	104
Orçamento de Capital – Ciclo 2020-2024	105
Manifestação do Conselho de Administração	106
Relatório dos Auditores Independente sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	107
Comunicado CAE-GT N° 03 Comitê De Auditoria Estatutário	112

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. Mensagem da Administração

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 bilhões) 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 / sobreavisos 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 da 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
ELETROBRAS	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
TOTAL	9.516.732	100,00	164.014	100,00	9.680.746	100,00

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 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 Itau 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.

2.2. Reconhecimentos

2.2.1. Prêmio Qualidade da Transparência Contábil

A CEEE-GT recebeu o Prêmio Qualidade da Transparência Contábil, conferido pela Abraconee - Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica. O Diploma pelo 2º lugar obtido como “Melhor Divulgação das Demonstrações Financeiras”, na categoria Companhia de Médio Porte, do exercício de 2018, foi entregue no XXXV Encontro Nacional dos Contadores do Setor de Energia Elétrica realizado, de 23 a 27 de novembro de 2019, em Foz do Iguaçu (PR).

2.2.2. Marcas de Quem Decide 2019: 3ª empresa pública mais lembrada e preferida

Pelo 22º ano, as marcas mais lembradas e preferidas em diversos segmentos empresariais do Rio Grande do Sul são analisadas no “Marcas de Quem Decide”, iniciativa do Jornal do Comércio e da Qualidata Pesquisas. Dentre os destaques da pesquisa está o Grupo CEEE, que conquistou o 3º lugar dentre as Empresas Públicas Gaúchas com 19% de lembrança e 12,6% de preferência, segundo os entrevistados. Das 15 marcas referidas no levantamento, a do Grupo CEEE ficou atrás apenas do Banrisul e da Corsan.

3. Gestão e Governança Corporativa

3.1. Desestatização

Em 04 de julho de 2019, foi sancionada a Lei Estadual número 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 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.cee.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) 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 13.709/18, 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.

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 a 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 1.253,71MW. 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

Parque Gerador - Características Físicas								
Região	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
	Integral	909,9	406,67		909,9	406,67		
Sistema Jacuí	UHE Itaúba	500	180,5	100%	500	180,5	1978	30/12/21
	UHE Governador Leonel de Moura Brizola	180	116,9	100%	180	116,9	1962	31/12/42
	UHE Passo Real	158	66,2	100%	158	66,2	1973	31/12/42
	PCH Ivai	0,7	0,45	100%	0,7	0,45	1950	- 0 -
Sistema Salto	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 Marval	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	- 0 -
	PCH Forquilha	1	0,95	100%	1	0,95	1950	31/12/42
	PCH Juiz de Fora	1	0,7	100%	1	0,7	1950	31/12/42
Tipo	Compartilhada	3.745,20	1.730,11		343,81	160,05		
Hidrelétricas	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 Chapeão	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
Eólicas	Ventos do Sul Energia S/A	150	53,67	10,00%	15	5,37	2006	2032
	Parques Eólicos Palmares S.A.	57,5	18,98	10,00%	5,75	1,9	2010	2046
	Ventos da Lagoa Energia S.A.	57,5	19,2	10,00%	5,75	1,92	2012	2045
	Ventos do Litoral Energia S.A.	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
	Total	4.655,10	2.136,78		1.253,71	566,72		

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.

4.2.1 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

Modelo de Negócio e Venda de Energia			
Usina	Modelo de Negócio em 31 de dez/2019	Receita definida	Data e índice de reajuste
UHE Gov. Leonel de Moura Brizola	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 49.288.774,99	IPCA em 1º/jul
UHE Passo Real	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 44.545.626,25	IPCA em 1º/jul
UHE Canastra	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 11.073.349,96	IPCA em 1º/jul
PCH Bugres	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 4.228.953,52	IPCA em 1º/jul
PCH Herval	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 731.176,19	IPCA em 1º/jul
PCH Passo do Inferno	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 851.531,91	IPCA em 1º/jul
UHE Ernestina	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 2.336.003,15	IPCA em 1º/jul
PCH Capigüi	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 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 Itaúba 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).

4.3. Aspectos Regulatórios

4.3.1. 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.

4.3.2. 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 816/2018).

Como resultado da AP 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 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 doze 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 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.

4.4. Indicadores Operacionais

4.4.1. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade de Geração

Indicadores operacionais de geração - Usinas Hidrelétricas (UHE's) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's):

- 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 UHE's Leonel de Moura Brizola, Itaúba 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%
Média ano	93,95%	93,94%	93,91%	93,91%	93,96%	93,97%	94,01%	93,91%	93,81%	93,68%	93,67%	93,55%	92,43%

As demais UHE's e PCH's 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.

4.4.2. 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 (cinco) 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%

5. Investimentos

Os investimentos realizados pela CEEE-GT no parque gerador e em obras de Subestações e Linhas de Transmissão atendem à determinação do contrato de concessão e têm o objetivo de ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Em 2019, o valor total investido no conceito caixa (valor desembolsado), foi de R\$ 175,1 milhões. Para 2020, o valor do investimento projetado é de R\$ 83,3 milhões.

5.1. Modernização Tecnológica

Ao longo de 2019, foram implementadas melhorias nos sistemas de Gestão Empresarial (ERP) e Comercial (SGC), além do desenvolvimento de novos painéis de indicadores que auxiliam a gestão no monitoramento do desempenho operacional e estratégico da companhia. Em atendimento ao Decreto nº 8.373, de 11 de dezembro de 2014, que institui o Sistema de Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas (eSocial) e com adesão obrigatória até 2018, a Companhia, em 2019, consolidou as fases 1, 2 e 3 já implantadas, realizando ajustes e melhorias. Durante esse mesmo período, foram realizados também os desenvolvimentos necessários para atendimento à fase 4 do eSocial, focada nos eventos de Saúde e Segurança do Trabalho.

Visando garantir a segurança dos Sistemas Corporativos, em 2019, foram realizadas atualizações dos controladores de Domínio, Correio Eletrônico, Banco de Dados e Kernel do SAP, além da implantação de ferramenta para prevenção a vazamento de dados (Data Loss Prevention – DLP), a qual realiza o monitoramento e controle de todas as informações trafegadas através das portas USB dos computadores. Foi desenvolvido também um novo Portal de Internet, que irá modernizar o acesso às informações da Companhia, estando prevista sua entrada em produção no primeiro trimestre de 2020. Desenvolvido pelos próprios funcionários, com adoção de tecnologia Open Source, esse novo Portal gerou um mínimo de custos para a Companhia.

A transformação digital também foi foco em 2019. O Projeto Mobilidade CEEE-GT consiste na implantação de solução de tecnologia móvel, integrada ao SAP/PM, que permitirá que as equipes de campo recebam Ordens

de Serviço e Notas de Inspeção via dispositivo móvel interligado com o Sistema Convex. A solução contratada já é utilizada por outras empresas do setor elétrico, como Furnas, Eletronorte e Cemig. Em dezembro de 2019, uma primeira etapa do projeto entrou em produção, estando previsto para abril de 2020 a conclusão dos trabalhos.

Na área de geração foram concluídas, em 2019, as obras de automação e telecomando da UHE Ernestina e das PCHs Guarita e Capigui, além da automação da UHE Passo Real. A atualização dos equipamentos de tecnologia analógica por digitais, principalmente nas funções de controle, comando, medição, proteção e regulação, permite que essas unidades sejam supervisionadas e telecomandadas de forma remota a partir da UHE Canastra, otimizando a disponibilidade do sistema e incrementando a vida útil dos equipamentos, além de promover redução dos custos operacionais.

Na área de transmissão, houve a ampliação do número de subestações telecomandadas através do Centro de Operação de Instalações da CEEE-GT (COI). Estruturado em 2016, com o objetivo de unificar a operação remota de todas as subestações da Transmissão, o COI passou a operar em 2017. Inicialmente responsável pelo telecomando de 18 unidades, encerrou 2019 com 46 subestações comandadas remotamente, contribuindo para o incremento da disponibilidade do sistema de transmissão.

Em 1º de novembro de 2019, foi inaugurado o novo *videowall* do Centro de Operação do Sistema da CEEE-GT (COS). Ele passou a contar não só com 24 novos monitores de LCD de 55 polegadas, mas com novo hardware e software de gerenciamento de imagem que otimizam espaço e agregam qualidade na exibição das informações do Sistema Elétrico de Potência.

5.2. Geração

5.2.1. Expansão e Modernização da Geração

A expansão e a modernização da geração têm como objetivo o aumento de 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. No quadro 05, observam-se as principais obras em modernização, com as respectivas localizações, concluídas ao longo de 2019.

Quadro 05

Modernização de unidades da geração							
Usinas	Tipo	Obra	Localização	Potência MW	Investimento total do empreendimento	Início	Conclusão
Passo Real	UHE	Automação da usina e Reforma do Grupo Gerador 2	Salto do Jacuí/RS	158	R\$ 63,7 milhões	2017	2019
Canastra	UHE	Recuperação da Tubulação Adutora e Modernização do Sistema de Proteção	Canela/RS	42,5	R\$ 4,2 milhões	2018	2019
Itaúba	UHE	Reabilitação Grupo Gerador 2	Pinhal Grande/RS	500	R\$ 20,5 milhões	2018	2019
Capigui	PCH	Modernização do Sistema de Comunicação de Dados	Passo Fundo/RS	3,76	R\$ 0,7 milhões	2019	2019
Ernestina	UHE		Tio Hugo/RS	4,8			
Guarita	PCH		Erval Seco/RS	1,76			
Sta Rosa	PCH		Três de Maio/RS	1,4			

No quadro 06, observam-se as principais expectativas de realização, para os próximos anos, no âmbito da expansão da geração.

Quadro 06

Expansão da Geração - Obras							
Empreendimento	Tipo	Ação	Localização	Potência MW	Situação em 2019	Investimento total (milhões)	Execução
João Amado	AHE	Construção	Palmeira das Missões/RS	3	Serviços de campo concluídos; Próxima etapa - Projeto Básico;	R\$ 16	2021/2022
Santa Rosa	PCH	Ampliação	Três de Maio/RS	5,1	Projeto de ampliação concluído; Próxima etapa: Encaminhar EPE para determinação de orçamento e garantia física.	R\$ 30,5	2021/2022
Bugres	PCH	Ampliação	Canela/RS	6	Solicitada revisão do projeto junto à ANEEL	R\$ 50,8	2020/2023
Complexo Eólico Povo Novo	CGE	Construção	Rio Grande/RS	52,5	Lançado edital de alienação do empreendimento, resultando encerrado sem recebimento de propostas. Em função da paralisação das obras, foi iniciado processo de revogação das autorizações, pela ANEEL. Para impedir a revogação, encontram-se em curso estudos de alternativas técnicas para retomada das obras, que deverão ser avaliadas pela governança da CEEE-GT, em 2020.	R\$ 280	2021/2022

5.2.2. 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 de R\$ 37,4 milhões (despesas de capital) 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.

5.3. Transmissão

5.3.1. Expansão e Modernização das Instalações da Transmissão

A expansão da transmissão tem foco na construção e na ampliação de linhas de transmissão e de subestações de energia elétrica, atendendo as autorizações emitidas pela ANEEL. No quadro 07, observam-se as obras de grande porte com as respectivas localizações, as quais tiveram por foco a expansão da transmissão da CEEE-GT através de empreendimentos em andamento ao longo de 2019.

Quadro 07

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações e Linhas de Transmissão			
Região	Instalação	Especificação	Situação em dez/19
Serra	SE Garibaldi 1	Ampliação	Concluída
Norte	SE Erechim 1	Adequação	Concluída
Vale do Jaguari	São Vicente do Sul	Ampliação	Concluída
Fronteira Oeste	SE Uruguaiana 5	Ampliação	Concluída
Metropolitano Delta do Jacuí	LT 230 kV Gravataí 2 / Gravataí 3	Adequação	Concluída
Hortênsias	SE Usina Canastra	Adequação	Em andamento
Litoral	SE Osório 2	Adequação	Em andamento

A CEEE-GT, além de suas iniciativas próprias no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos de transmissão concedidos em parceria com outras empresas, através de Sociedades de Propósitos Específicos (SPE's), em leilões realizados pela ANEEL. A seguir estão discriminados os empreendimentos viabilizados em participações em 2019:

Quadro 08

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

5.3.2. Manutenção e Operação da Transmissão

Em 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. Todas as substituições promoverão receita adicional a ser definida pela ANEEL no primeiro semestre de 2020. Os reforços realizados até 30 de abril de 2019 já tiveram sua receita definida pela ANEEL e constam na Resolução Homologatória N° 2.565/2019. 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 e pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

6. 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%
Total - Indicadores sociais internos	198.168	85%	20%	173.970	74%	18%
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%
Total das contribuições para a sociedade	3.601	1%	0%	3.565	1%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	126.449	33%	12%	114.099	29%	11%
Total - Indicadores sociais externos	130.050	34%	12%	117.664	30%	11%
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%
Total dos investimentos em meio ambiente	7.262	2%	1%	6.419	2%	1%
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 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)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<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)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos	<input type="checkbox"/> serão exigidos	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos	<input type="checkbox"/> serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará	<input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará	<input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2019: R\$1.194.017			Em 2018: R\$1.040.161		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	25,10% governo 33,56% 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						

6.1. Indicadores Sociais

6.1.1. 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-D 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	1	3	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 +	5	8	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	3	9	50	62
31-40	16	14	78	108
41+	1	2	6	9
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/ Espec	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	2	2	15	19
EF incompleto (6-9)	1	1	3	5
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).

6.1.2. Remuneração e Pacote de Benefícios

6.1.2.1. 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	5	18
Técnica	04	01	05
Superior	04	02	06
Total	25	09	34

6.1.2.2. 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	

6.1.3. Carreira e Desenvolvimento

6.1.3.1. 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	3	11	28
Masculino	22	24	72	118
Total	36	27	83	146

6.1.3.2. 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:

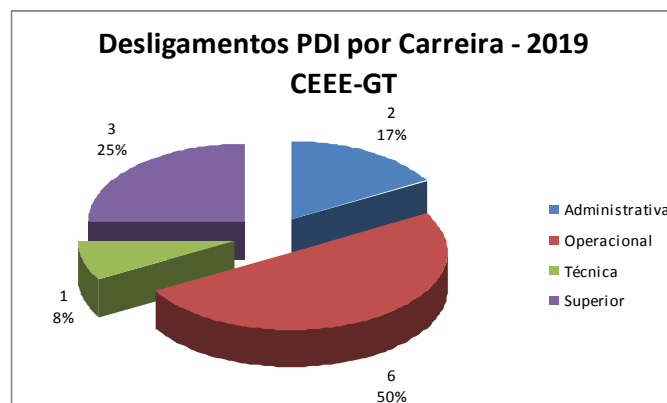
Implementação do Sistema de Gestão SGGT
 Atualização da NR33 - Espaços Confinados
 Atualização da NR35 - Trabalho em altura
 Liderança e Mudanças Organizacionais

Transmissão:

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

6.1.4. 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 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.

6.2. 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 dado continuidade aos projetos já em andamento, bem como foi realizada a contratação de outros 04 (quatro) 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

7. Desempenho Econômico e Financeiro

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.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2019 e 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

7.1. Resultados do Exercício

7.1.1 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%.

7.1.2. 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.

7.1.3. 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%.

7.1.4. 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.

7.1.5. 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.

7.2. LAJIDA / EBITDA

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.

	31/12/2019	31/12/2018
Receita Operacional Líquida	1.044.171	974.734
(-) Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(534.143)	(637.672)
(-) Despesas/Receitas Operacionais (*)	(123.098)	(123.026)
= Resultado Operacional	386.929	214.036
(+) Depreciação/Amortização	33.847	24.260
EBITDA	420.777	238.296
Margem EBITDA	40,30%	24,45%

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

7.3. Resultado Líquido

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.

7.4. 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 (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna	TJLP	43.789	7,64%
Moeda Nacional - BNDES		43.789	7,64%
Saldo Devedor da Dívida Externa		529.465	92,36%
Moeda Estrangeira - AFD	Dólar/Libor	211.630	36,92%
Moeda Estrangeira - BID	Dólar/Libor	317.835	55,44%
Saldo Devedor da Dívida		573.254	100,00%

7.5. 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.

8. Auditores Independentes

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da empresa Russell Bedford Brasil Auditores Independentes S/S na elaboração de suas demonstrações financeiras. A empresa foi homologada como vencedora do certame licitatório LIC6000001162 em 10.10.2018, cuja adjudicação do objeto foi publicada em Diário Oficial do Estado em 28.11.2018. O objeto da licitação trata da realização dos serviços de auditoria para as demonstrações financeiras relativas ao encerramento do exercício de 2018, do exercício de 2019 e seus trimestres.

Em 15.01.2019, o contrato CEEEGT/5000003214 foi assinado para execução dos serviços de auditoria relativos ao encerramento do exercício de 2018. Na sequência, em 22.04.2019 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo para execução dos serviços de auditoria nas demonstrações contábeis do exercício de 2019, incluindo os seus trimestres findados em março, junho e setembro.

O contrato conta com o valor de R\$ 128.492,00, referente a 2.824 horas de trabalho, para a auditoria do exercício de 2019, tendo como prazo limite de execução do objeto a data de 31.05.2020. No escopo do contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras societárias, a empresa deverá realizar os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial - RCP.

Além dos serviços prestados à geradora e transmissora, a Auditoria Independente da Russell Bedford Brasil Auditores Independentes S/S possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (valor de R\$ 127.081,50, e uma carga de 2.793 horas) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR (valor de R\$9.100,00, e uma carga de 200 horas), que são respectivamente, Concessionária e Empresa Controladora, resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Ou seja, todas as empresas integrantes do Grupo CEEE.

O contrato da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT representa 49% em relação aos honorários totais pagos pelo Grupo.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à Lei Nº 13.303/2016. Além disso, são observados os princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam:

a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados na Resolução nº 1.267/2009 do Conselho Federal de Contabilidade.

Agradecimentos

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

MARCO DA CAMINO ANCONA LOPEZ SOLIGO
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Lucio do Prado Nunes
Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida
Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa
Diretor

Balanço Patrimonial
 (Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	311.362	182.196	319.575	186.601
Investimentos em Títulos do Governo	11	119.140	102.734	119.140	102.734
Concessionárias e Permissonárias	6	110.390	101.333	111.883	101.551
Tributos a Recuperar	7	2.027	22.117	2.190	22.279
Estoques	8	20.356	27.509	20.356	27.509
Ativo de Concessão - Contratual.....	13	122.677	116.890	125.770	117.489
Ativo de Concessão - Financeiro.....	14	319.357	282.770	319.357	282.770
Pagamentos Antecipados	15	1.573	1.075	1.730	1.107
Investimentos Mantidos para Venda.....	16	-	445.567	-	445.567
Outros Créditos a Receber	9	75.750	97.185	59.830	85.454
		1.082.632	1.379.376	1.079.831	1.373.061
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Tributos a Recuperar	7	5	6	5	6
Aplicações Financeiras	5	7	9	7	9
Depósitos Judiciais	12	45.545	45.722	71.277	70.682
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	17.8	121.681	78.068	39.695	12.500
Ativo de Concessão - Contratual.....	13	824.892	772.424	1.090.951	1.040.993
Ativo de Concessão - Financeiro.....	14	1.254.969	1.412.735	1.254.969	1.412.735
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Renda		2.103	2.104	2.103	2.104
Outros Créditos a Receber	9	3.902	4.011	87.388	105.676
Créditos com Partes Relacionadas.....	10	373.164	373.240	373.164	373.240
Investimentos	17	762.643	325.065	425.961	(37.260)
Investimentos.....		887.142	449.564	550.460	87.239
(-) Provisão para Perda.....		(124.499)	(124.499)	(124.499)	(124.499)
Imobilizado	18	525.965	542.917	658.355	677.480
Direito de Uso.....	18.1	13.845	-	13.845	-
Intangível	19	35.034	42.696	35.412	43.074
		3.963.755	3.598.997	4.053.132	3.701.239
TOTAL DO ATIVO		5.046.387	4.978.373	5.132.963	5.074.299
	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	20	38.193	137.197	41.623	142.923
Obrigações Trabalhistas	21	43.912	35.761	43.918	35.773
Obrigações Fiscais	22	30.219	27.439	34.030	29.979
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	23	41.055	38.984	41.055	38.984
Arrendamentos a Pagar	23.7	3.706	-	3.706	-
Provisão para Benefícios a Empregados	24	133.029	137.355	133.029	137.355
Obrigações da Concessão	25	56.974	59.762	56.974	59.762
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	26	33.777	37.148	33.777	37.148
Outros Passivos	27	15.735	19.643	16.105	24.905
Dividendos Obrigatórios.....		106.561	140.806	106.561	140.806
		503.161	634.096	510.778	647.636
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	23	532.199	548.359	532.199	548.359
Arrendamentos a Pagar	23.7	10.257	-	10.257	-
Provisão para Benefícios a Empregados	24	1.154.523	943.113	1.154.523	943.113
Obrigações Fiscais	22	-	-	5.881	6.528
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	26	163.267	149.818	165.988	152.539
Obrigações da Concessão	25	19.764	14.371	19.764	14.371
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	28	165.595	257.595	165.595	257.595
Outros Passivos	27	64.881	58.441	120.870	115.341
		2.110.486	1.971.697	2.175.077	2.037.845
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital Social	29.1	915.633	915.633	915.633	915.633
Reserva de Capital	29.5	650.000	-	650.000	-
Outros Resultados Abrangentes	29.2	(762.341)	(487.463)	(762.341)	(487.463)
Reserva Legal.....	29.3.1	53.146	31.176	53.146	31.176
Reserva Estatutária.....	29.3.4	-	62.354	-	62.354
Reserva de Retenção de Lucros.....	29.3.5	208.712	-	208.712	-
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....	29.3.3	945.932	841.576	945.932	841.576
Reserva de Incentivos Fiscais	29.4	421.658	1.009.304	421.658	1.009.304
		2.432.740	2.372.580	2.432.740	2.372.580
Participação dos não controladores		-	-	14.368	16.238
		2.432.740	2.372.580	2.447.108	2.388.818
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		5.046.387	4.978.373	5.132.963	5.074.299

As notas explicativas da administração são parte integrante das Demonstrações Financeiras

Demonstração do Resultado

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	1.044.171	974.734	1.087.565	1.023.432
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(534.143)	(637.672)	(600.217)	(684.513)
Custo com Energia Elétrica	32	(105.817)	(176.037)	(105.817)	(176.037)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(49.433)	(122.356)	(49.433)	(122.356)
Encargo de Uso do Sistema		(56.384)	(53.681)	(56.384)	(53.681)
Custo de Operação	33	(428.326)	(461.635)	(494.400)	(508.476)
Pessoal e Administradores		(275.774)	(277.259)	(275.774)	(277.259)
Material		(6.508)	(1.590)	(6.508)	(1.590)
Serviço de Terceiros		(41.871)	(35.725)	(46.115)	(36.227)
Depreciação e Amortização		(20.085)	(21.073)	(20.085)	(21.073)
Depreciação do Ativo de Direito de Uso		(3.389)	-	(3.389)	-
Custo de Construção		(76.576)	(118.017)	(108.527)	(161.176)
Outros		(4.123)	(7.971)	(34.002)	(11.149)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		510.028	337.062	487.348	338.918
Despesas Operacionais		(143.312)	(132.713)	(146.368)	(134.776)
Despesas com Vendas	33	(1.306)	26	(1.306)	26
Despesas Gerais e Administrativas	33	(95.803)	(83.836)	(98.450)	(85.463)
Outras Despesas Operacionais	33	(46.203)	(48.903)	(46.612)	(49.340)
Outras Receitas	34	22.343	14.285	22.343	14.285
Outras Despesas	34	(2.129)	(4.598)	(2.129)	(4.598)
RESULTADO DO SERVIÇO		386.930	214.036	361.194	213.830
Resultado de Participações Societárias		44.249	90.541	69.400	90.911
Resultado Financeiro, Líquido	35	(31.085)	(81.974)	(31.915)	(81.995)
Rendas de Aplicações Financeiras		15.512	22.195	15.637	22.433
Variações Monetárias de Empréstimos e Financiamentos		(9.509)	(30.474)	(9.509)	(30.474)
Encargos de Dívidas		(24.373)	(25.751)	(24.373)	(25.941)
Encargos Sobre Arrendamentos		(1.086)	-	(1.086)	-
Outras Receitas/Despesas Financeiras		(11.629)	(47.944)	(12.584)	(48.013)
Resultado Operacional		400.094	222.603	398.679	222.747
RESULTADO ANTES DO IR E CS		400.094	222.603	398.679	222.747
Imposto de Renda Corrente	36	(84.245)	(65.151)	(84.535)	(65.204)
Imposto de Renda Diferido	36	90.810	29.490	90.810	29.490
Contribuição Social Corrente	36	(31.173)	(24.172)	(31.337)	(24.210)
Contribuição Social Diferida	36	15.744	10.616	15.744	10.616
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		391.230	173.386	389.361	173.439
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	30	40,41	17,91	40,22	17,92
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	30	40,41	17,91	40,22	17,92
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora		-	-	391.230	173.386
Atribuído ao Acionista Não Controlador		-	-	(1.869)	53

As notas explicativas da administração são parte integrante das Demonstrações Financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		391.230	173.386	389.361	173.439
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(218.595)	(203.221)	(218.595)	(203.221)
Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes.....	11	20.541	5.770	20.541	5.770
Venda de Títulos do Governo	11	(673)	(1.270)	(673)	(1.270)
Perda Atuarial	29.2	(231.687)	(206.650)	(231.687)	(206.650)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	11	(6.776)	(1.071)	(6.776)	(1.071)
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		172.635	(29.834)	170.766	(29.781)
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora				172.635	(29.834)
Atribuído ao Acionista Não Controlador				(1.870)	53

As notas explicativas da administração são parte integrante das Demonstrações Financeiras



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

Nota Explicativa	CONTROLADORA										CONSOLIDADO		
	Capital Social Integralizado	Reserva de Lucro					Reserva de Retenção de Lucros	Outros Resultados Abrangentes	Total	Participação dos Não Controladores	Total		
		Reserva de Capital	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva Legal	Reserva Dividendos não Distribuídos	Reserva de Lucro Estatutária						Reserva Lucros a Realizar	
	588.447	327.186	1.009.304	20.415	604.136	40.832	194.505	-	-	(460.526)	2.324.299	14.315	2.338.614
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	173.386	53	173.439
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.196	159	214.658
		327.186	(327.186)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.711	1.711
11	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.489	-	4.489
11	Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.071)	-	(1.071)
24	Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(206.649)	-	(206.649)
	Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(203.221)	-	(203.221)
	Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(203.221)	-	(203.221)
	Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.636	-	-
	Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.617	-	3.617
	Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.636	-	3.617
	Destinação do Resultado:												
	Constituição da Reserva Legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.761)	-	-
	Provisão para Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(140.000)	-	(140.000)
	Constituição da Reserva Estatutária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21.522)	-	-
	Constituição da Reserva Dividendos não distribuídos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(42.935)	-	-
	Saldos em 31/12/2018	915.633	-	1.009.304	31.176	841.576	62.354	-	-	(487.463)	2.372.580	16.238	2.388.818
	Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	391.230	(1.869)	389.361
	Ajuste Exercícios Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(343)	-	(343)
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.868	-	19.868
11	Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.777)	-	(6.777)
24	Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(231.687)	-	(231.687)
	Efeitos do CPC-47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.010	-	-
	Imposto de renda e contribuição social sobre RBSE (CPC 47)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.005)	-	(11.005)
	Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.005)	-	(11.005)
	Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(229.601)	-	(229.601)
	Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.497	-	-
	Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.230	-	3.230
	Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.497	-	3.230
	Destinação do Resultado:												
	Absorção do Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Constituição da Reserva Legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21.970)	-	-
	Provisão para Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(104.356)	-	(104.356)
	Constituição da Reserva de Capital	-	650.000	(587.646)	-	-	(62.354)	-	-	-	-	-	-
	Reserva de Retenção de Lucros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Constituição da Reserva Dividendos não distribuídos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	208.712	-	-
	Saldos em 31/12/2019	915.633	650.000	421.658	53.146	945.932	-	-	-	-	(762.341)	14.368	2.447.108

As notas explicativas da administração são parte integrante das Demonstrações Financeiras

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício		391.230	173.386	389.361	173.439
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa					
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo		20.610	63.356	20.610	63.356
Encargos de Dívidas Provisionados.....		24.270	20.891	24.270	20.891
Receitas de Juros com Partes Relacionadas.....		(21.662)	(7.666)	(21.662)	(7.666)
Depreciação e Amort. de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis		32 (31.154)	24.783	(31.154)	24.783
Resultado de Equivalência Patrimonial		(44.500)	(90.541)	(69.651)	(90.910)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras		110.836	83.629	110.836	86.350
Constituição de Provisão Para Perda Estimada com Créd. de Liquidação Duvidosa		32 1.306	(26)	1.306	(26)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		(92.000)	(42.354)	(92.000)	(42.354)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível		(193)	1.620	(193)	20.200
Variação dos Investimentos em Títulos do Governo		11 (8.950)	(10.688)	(8.950)	(10.688)
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE		(121.179)	(71.625)	(121.179)	(71.625)
Amortização Ativo Financeiro, Contratual e RBSE.....		-	-	-	-
Outros		-	1.655	850	(22.945)
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES		228.614	146.420	202.444	142.805
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante		(1.593)	(20.857)	(3.808)	(42.904)
Concessionárias e Permissonárias		(10.363)	88.947	(11.638)	89.156
Tributos a Recuperar		(20.091)	(44.748)	(20.092)	(44.765)
Estoques		(7.153)	(11.502)	(7.153)	(11.502)
Dividendos Recebidos.....		49.807	81.125	49.807	81.125
Investimentos em Títulos do Governo		(7.456)	50.580	(7.456)	50.580
Pagamentos Antecipados		(498)	180	(659)	227
Contas a Receber		-	153	-	153
Depósitos Judiciais		177	(4.974)	(595)	(27.231)
Ativo Financeiro - RBSE		(32.250)	269.138	(32.250)	269.138
Direito de Uso.....		13.845	-	13.845	-
Ativo Contratual		58.255	(100.001)	58.255	(100.001)
Bens e Direitos Destinados à Alienação		1	(8)	1	(8)
Outros Créditos a Receber		(45.867)	(349.747)	(45.873)	(349.776)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante		(28.125)	(250.035)	(29.547)	(260.385)
Fornecedores		(99.004)	(105.905)	(99.359)	(113.031)
Obrigações Trabalhistas		8.151	3.035	8.151	3.035
Obrigações Estimadas.....		-	-	83	14
Obrigações Fiscais		2.780	83.143	2.570	80.143
Provisão para Benefícios a Empregados		106.327	(95.132)	106.327	(95.132)
Obrigações da Concessão		(2.605)	(1.816)	(2.605)	(1.816)
Pagamento de Encargos de Dívidas		(23.436)	(19.680)	(23.436)	(19.680)
Créditos com Partes Relacionadas.....		21.738	10.727	21.738	10.727
Dividendos Obrigatórios.....		(34.245)	(139.194)	(34.245)	(139.194)
Outros Passivos		(7.830)	14.787	(8.770)	14.549
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS		198.897	(124.472)	169.090	(160.485)
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa Líquido (Aplicado) nas Atividades de Investimento		(34.198)	(91.730)	(19.615)	(33.472)
Aumento de Investimentos		2.682	(86.021)	2.682	(86.021)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado		5.217	(3.644)	5.890	(40.817)
Aquisição de Ativo Intangível		1.516	(17.616)	1.516	(17.616)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		(43.613)	15.551	(29.703)	110.982
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Caixa Líquido Aplicado/Gerado nas Atividades de Financiamento		(35.533)	116.822	(16.501)	95.225
Incremento de Empréstimos e Financiamentos		-	145.933	-	145.933
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos		(35.533)	(29.111)	(35.533)	(29.111)
Integralização de Capital Social		-	-	-	50.851
Partes Relacionadas.....		-	-	19.032	(72.448)
REDUÇÃO/AUMENTO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		129.166	(99.380)	132.974	(98.732)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa		5 182.196	281.576	186.601	285.333
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa		5 311.362	182.196	319.575	186.601

As notas explicativas da administração são parte integrante das Demonstrações Financeiras

Demonstração do Valor Adicionado
 (Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITAS					
Receita Operacional Bruta	31	1.295.784	1.185.687	1.339.946	1.234.533
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	33	(1.306)	26	(1.306)	26
Outras Receitas e Despesas		20.214	9.687	20.214	9.687
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(226.639)	(339.810)	(294.466)	(387.759)
Material	33	(6.508)	(1.590)	(6.515)	(1.591)
Serviços de Terceiros	33	(41.871)	(35.725)	(47.503)	(37.226)
Custo de Energia Comprada	33	(105.817)	(176.037)	(105.817)	(176.037)
Outros Custos Operacionais	33	(2.259)	(2.034)	(2.259)	(2.034)
Custo de Construção	33	(76.576)	(118.017)	(108.527)	(161.176)
Outras Despesas Operacionais	33	6.392	(6.407)	(23.845)	(9.695)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		1.088.053	855.590	1.064.388	856.487
(-) Depreciação e Amortização	33	(30.097)	(23.892)	(30.097)	(23.892)
(-) Depreciação do Ativo de Direito de Uso	33	(3.389)	-	(3.389)	-
(-) Provisões	33	(62.928)	(53.054)	(62.928)	(53.054)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		991.639	778.644	967.974	779.540
(+) Resultado de Participações Societárias		44.249	90.541	69.399	90.911
(+) Receitas Financeiras	35	158.129	170.976	158.255	171.214
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		1.194.017	1.040.161	1.195.628	1.041.665
Distribuição do Valor Adicionado					
Pessoal		308.111	308.625	309.091	309.447
Remuneração Direta		156.039	150.924	157.008	151.733
Benefícios		24.864	29.371	24.875	29.383
Plano de Benefícios Previdenciais		103.779	104.669	103.779	104.669
Compromissos Previdenciais		10.453	10.581	10.453	10.581
F.G.T.S.		12.976	13.081	12.976	13.081
Impostos, Taxas e Contribuições		303.354	299.031	304.899	299.369
Federais		297.050	297.389	298.595	297.728
Estaduais		838	839	838	839
Municipais		5.466	802	5.466	802
Remuneração de Capitais de Terceiros		191.322	259.118	192.277	259.411
Despesas de Locações	33	2.108	6.169	2.108	6.202
Despesas Financeiras	35	189.214	252.950	190.169	253.209
Remuneração de Capitais Próprios		391.230	173.386	389.361	173.439
Lucro Líquido do Exercício		391.230	173.386	389.361	173.439
TOTAL		1.194.017	1.040.161	1.195.628	1.041.665

As notas explicativas da administração são parte integrante das Demonstrações Financeiras

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras
em 31 de Demonstrações de 2019
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

No segmento de transmissão, a CEEE-GT exerce o controle acionário da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. Em janeiro de 2014 a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a sócia Zhejiang United Engeneering CO Ltda, transferiram cotas de capital subscrito para a CEEE-GT. Ainda no exercício de 2014 foi efetuada a integralização de capital no montante de R\$25.000, durante o exercício de 2015 o montante de R\$9.947, no exercício de 2016 o valor de R\$176.710 e no exercício de 2018 o montante de R\$86.020; que totalizaram R\$316.970 integralizados pela CEEE-GT na Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 92,63% do capital integralizado.

No segmento de geração, a CEEE-GT exerce o controle acionário das Sociedades de Propósito Específico Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., constituídas em fevereiro de 2014 e integrantes do consórcio responsável pela construção do Complexo Eólico Povo Novo. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 99,99% e o capital social integralizado de R\$143.327.

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 12.783/2013, 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 12.783/2013, 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:

RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS										
UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	Nº de Unidades Geradoras	Localização (Rio/Município/UF)	Atos			Termo Final da Concessão
							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 vencimento da atual concessão é indefinido.

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

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

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes às 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 “desestatização”).

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 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.

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela

Companhia e reconhecidos pela ANEEL. Informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 13.

Com a vigência da MP 579 (Lei 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 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período desde que requerida pela Companhia até 36 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. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

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

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas

As Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e evidenciam todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas, emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

As Demonstrações Financeiras Compreendem:

a) *Demonstrações Financeiras Individuais*

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

b) *Demonstrações Financeiras Consolidadas*

As demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como “Consolidado”, estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* - IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM. e, quando aplicável, as regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as normas IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As normas internacionais do relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting*

Standards Board – IASB, não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas normas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.1.1. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a publicação das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas em 30/03/2020.

3.1.2. Base de Mensuração

As demonstrações financeiras Individuais e Consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.3. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

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

3.1.4. Lucro Líquido por Ação

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados. Vide nota explicativa nº 30.

3.2. Uso de Estimativas

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

Transações e venda de energia elétrica na CCEE

A Companhia registra as compras e vendas efetuadas através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de acordo com as informações disponibilizadas pela própria entidade. Nos meses em que as informações não são disponibilizadas em tempo hábil a Companhia estima o valor utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Provisões para Perda estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

A Companhia registra provisão de perda estimada sobre suas rubricas de contas a receber alinhada às expectativas da Administração quando existem incertezas quanto ao recebimento da contraprestação esperada. As estimativas são construídas a partir da análise do histórico de inadimplência dos últimos 24 meses, com o intuito de identificar possíveis evidências significativas no aumento do risco de crédito para as carteiras dos diversos instrumentos contratuais.

Desta forma, a Companhia considera que as provisões são suficientes para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Passivos contingentes

As provisões para passivos contingentes, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Periodicamente a Companhia revisa as estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, considerando um estudo técnico de viabilidade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela Administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Ativo Contratual

A taxa aplicada ao ativo contratual é uma taxa de desconto que melhor representa a estimativa da Companhia para a remuneração financeira dos investimentos da infraestrutura de transmissão, por considerar os riscos e prêmios específicos do negócio.

Quando a Companhia presta serviços de operação e manutenção, é reconhecida a receita pelo valor justo, tendo como um dos parâmetros os valores estimados pelo Poder Concedente e os respectivos custos, conforme contraprestação dos serviços.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo

A Administração da Companhia utiliza como referência os preços de fechamento apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras. Para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos, a Companhia utiliza técnicas de avaliação para definição do valor justo, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base na vida útil regulatória dos bens, estabelecida pela ANEEL. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada de vida útil dos bens.

Ativo Intangível

A Companhia reconhece a amortização de seus ativos intangíveis, basicamente softwares e direitos dessa natureza, com base na vida útil regulatória estabelecida pela ANEEL para estes ativos. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada de vida útil dos intangíveis.

3.3. Procedimento de Consolidação

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

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2019	31/12/2018
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	92,63%	92,63%
2 - Ventos de Curupira	99,99%	99,99%
3 - Ventos de Povo Novo	99,99%	99,99%
4 - Ventos de Vera Cruz	99,99%	99,99%

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

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

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

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

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

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

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

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

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

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que 03 meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a 03 meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a 12 meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas com aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

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

4.5. Concessionárias e Permissionárias

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

4.6. Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias, observando as diretrizes dos Pronunciamentos Técnicos CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente e CPC 48 – Instrumentos Financeiros.

4.7. Estoques

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

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

4.8. Subvenção e Assistência Governamental

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

4.9. Bens e Direitos Destinados a Alienação

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

4.10. Ativo Contratual da Concessão

Com base na análise dos Contratos de Concessão e de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão e do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente, a Companhia reconhece como Ativo Contratual os investimentos realizados nas concessões de transmissão e os novos investimentos nas usinas de geração que operam pelo regime de cotas.

O valor do Ativo Contratual representa os investimentos em construção e melhorias que serão recebido através da Receita Anual Permitida de Transmissão ou Receita Anual de Geração – RAG 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 acréscimos de atualização.

Ao longo da implantação, a Companhia reconhece um Ativo Contratual, em contrapartida de receita de construção e melhorias, à medida que vão sendo satisfeitas as obrigações de performance de construção e melhoria de infraestrutura, até o limite dos custos praticados na condição em que estes possam ser recuperados.

A Companhia não reconhece nenhuma margem de construção porque o modelo de concessão: (i) não se destina a gerar lucros a partir da construção de infraestrutura, mas a partir da prestação de serviços, (ii) a forma como a Companhia gerencia as construções baseia-se fortemente em serviços terceirizados e (iii) não há previsão de margens dessas operações nos planos de negócios da Companhia.

A amortização do Ativo Contratual 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 Contratual é calculada com base na taxa interna de retorno - TIR, através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

4.11. Investimentos

4.11.1. Investimentos em controladas

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

4.11.2. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20 e 50 por cento do capital votante de outra entidade e/ou tem o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

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

4.11.3. Ágio pago por expectativa de rentabilidade futura em participações em Coligadas - goodwill

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

4.12. Imobilizado

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

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

4.13. Intangível

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

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

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

4.14.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão.

Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o resultado.

4.14.2. Ativos Não Financeiros

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

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

4.15. Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros. A Administração adotou os comandos do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) – Arrendamentos em suas demonstrações contábeis findadas em 31 de dezembro de 2019.

4.16. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos e financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras.

4.17. Valor Justo

I. Ativo Contratual: O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual compreende 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.

II. Ativo Intangível da Concessão: representa o direito de cobrar os usuários pelos serviços de construção e melhorias da infraestrutura à serviço da concessão de distribuição de energia elétrica. Tendo em vista o 4º Termo aditivo do contrato de concessão 081/1999 de 09 de dezembro de 2015 que prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, a parcela da infraestrutura já existente correspondente ao ativo intangível foi mensurada pelo seu valor justo (Valor Novo de Reposição – VNR reconhecido pela ANEEL na Base de Remuneração Regulatória da Companhia). Após a renovação do contrato de concessão, o intangível com origem nos serviços de construção e melhorias é registrado ao custo de aquisição ou construção. O intangível da concessão está apresentado reduzido da amortização acumulada apurada pelo método linear.

III. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado é apurado por referência aos seus preços de fechamento na data de apresentação das demonstrações financeiras.

IV. Passivos Financeiros Não Destinados à Negociação: é calculado baseando-se no valor presente do principal e fluxos de caixa futuros, descontados pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras.

V. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.

4.18. Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço.

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

4.19. Outros Ativos e Passivos

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

4.20. Imposto de Renda e Contribuição Social

Os impostos e contribuições corrente e diferidos são determinados com base nas alíquotas vigentes na data do balanço e, que devem ser aplicadas quando forem realizados ou quando forem liquidados.

A Administração avalia, periodicamente, as posições assumidas pelo Grupo nas apurações de impostos sobre a renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações; e estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

Os impostos e contribuições diferidos passivos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Impostos e contribuições diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias, com base em

projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do relatório. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

4.21. Provisão para Benefícios a Empregados

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

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

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

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

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

4.22. Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.23. Reconhecimento da Receita

4.23.1. Receita da Geração

A receita do segmento de Geração é reconhecida mensalmente pelo faturamento dos contratos firmados tanto em ambiente regulado como em ambiente livre, os quais são pactuados através de leilões de energia e preveem o fornecimento de uma determinada quantidade de energia em megawatt-hora por um determinado período de tempo, geralmente por vários períodos de um ano. Os valores a serem faturados mensalmente são pré-estabelecidos nos contratos, sendo que no ambiente regulado, as variações de demanda e fornecimento são acompanhadas e ajustadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Já no ambiente livre, as oscilações ocorridas nas quantidades de energia demandadas ou fornecidas são acordadas entre as partes do contrato, considerando os devidos ajustes no faturamento mensal. Conforme a Medida Provisória 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, Resolução Homologatória ANEEL nº 1408/2012 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1410/2012, a receita do segmento de Geração é reconhecida por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

4.23.2. Receita da Transmissão

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

4.23.2.1. Receita de Construção

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

4.23.2.2. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros.

4.24. Despesa Financeira

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

4.25. Distribuição de Dividendos

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

4.26. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 38.

4.27. Informações por Segmento

As informações por segmentos operacionais evidenciam as atividades de negócio dos quais podem obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do mesmo Grupo. A Companhia, considerando a natureza de suas operações, conclui que possui os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

4.28 Questões Ambientais

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

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

4.29 Demonstração do Resultado

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

4.30. Novas normas e interpretações

4.30.1. Principais alterações nas normas contábeis – Vigentes a partir de 01 de janeiro de 2019.

4.30.1.1 IFRS 16 Leases (CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil)

4.30.1.1.1 Abordagens para a adoção inicial.

O IASB emitiu a Norma IFRS 16 definindo os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação das operações de arrendamento mercantil. Chancelando as considerações deste *report*, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis promoveu a revisão do seu Pronunciamento Técnico CPC 06 (R1), que passou a contar com sua versão (R2), estando vigente a partir de 01 de janeiro de 2019. O princípio norteador desta nova normativa é o reconhecimento do ativo e passivo advindo do direito de uso e controle de um bem relacionado ao contrato de arrendamento.

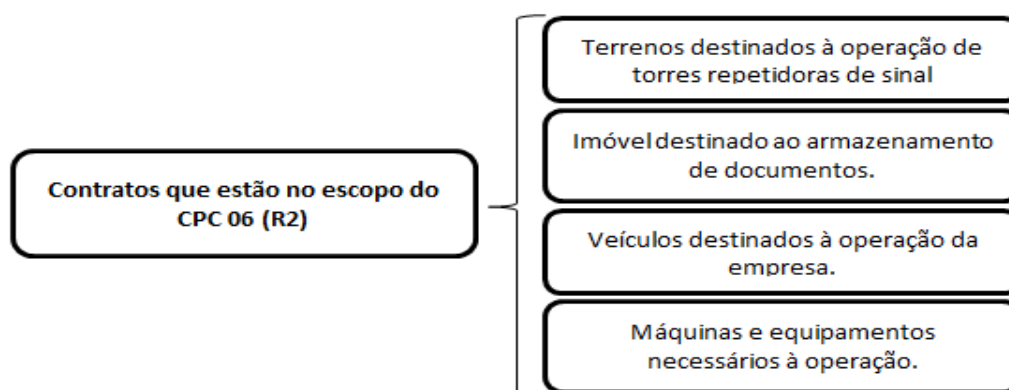
A Companhia adotou, como forma de transição, o modelo com efeito cumulativo a partir da vigência do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2), não reapresentando as informações comparativas com o exercício anterior, entretanto, demonstra os saldos iniciais de abertura e os saldos finais do exercício de 2019, conforme disposição dos itens C5 a C7 do pronunciamento.

A Companhia concretizou ao longo do exercício o levantamento de todos os seus contratos de locações e *leasings* para analisar aqueles que se enquadrariam no escopo da nova norma contábil e que receberiam o tratamento de arrendamento mercantil.

Para o diagnóstico de aplicação da norma, foram observadas as seguintes condições:

Condições para a adoção da norma	Isenção de aplicação
i) Possui ativo identificado;	i) Prazo de arrendamento inferior a doze meses;
ii) Transfere o direito de uso em troca de contraprestação;	ii) Ativo de uso não é identificável;
iii) A arrendatária tem poder de direcionar a utilização do ativo; e	iii) Arrendatário não possui direito de direcionar a utilização; e
iv) Não há direito substancial de substituição pelo arrendador.	iv) contratos cujo ativo subjacente seja de baixo valor.

Sob o portfólio de contratos avaliados, foi possível identificar os seguintes resultados:



A partir do levantamento dos contratos, foram realizadas:

- i) Abordagem de transição;
- ii) Mensuração dos ativos e passivos iniciais de direito de uso;
- iii) Impactos da adoção no exercício de 2019;
- iv) Impactos em exercícios seguintes.

4.30.1.1.2 Impactos nas contas patrimoniais.

Os principais reflexos se deram nas contas patrimoniais relacionadas ao reconhecimento do ativo e do passivo de direito de uso trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato, conforme demonstra a tabela seguinte:

Norma	CPC 06 (R1)		IFRS 16 / CPC 06 (R2)		
	Saldo em 31.12.2018	Saldo em 31.12.2019	Adoção em 01.01.2019	Movimentação em 2019	Saldo em 31.12.2019
Reflexos no balanço patrimonial					
Ativo					
Ativo de Direito de Uso.....	-	-	17.234	(3.389)	13.845
Passivo					
Arrendamentos a pagar.....	-	-	17.234	(3.271)	13.964

4.30.1.1.3 Política Contábil do ativo e passivo de direito de uso

A Administração utilizou como premissa nos fluxos de caixa as parcelas das contraprestações previstas ao longo da vigência de todos os seus contratos de arrendamento, considerando a aplicação do reajuste pelo IPCA.

A taxa de desconto foi utilizada em parâmetros nominais, sendo esta composta pela taxa incremental de empréstimos estimada pela Companhia em caso de captação de recursos para aquisição do ativo objeto de arrendamento. Desta forma, a taxa utilizada para desconto no fluxo de caixa foi estimada em 7,62% ao ano para todas as classes de ativos arrendados, sendo composta por 100% da CDI, adicionado o *spread* de risco da Companhia no percentual de 3,25% ao ano.

Na sequência, apresenta-se o perfil da carteira de contratos, assim como os saldos em 31 de dezembro de 2019 e os fluxos de pagamentos estimados para os exercícios seguintes:

Composição do Passivo de Arrendamento

Classificação	Prazo Médio Contratual Remanescente (em anos)	Taxa Desconto % a.a.	Circulante	Não Circulante	Total Passivo de Arrendamento em 31.12.2019
Imóveis	14	7,62	65	3.261	3.326
Terrenos	13	7,62	2	66	68
Veículos	4	7,62	3.640	6.930	10.570
		Total	3.706	10.257	13.964

Fluxo contratual de pagamentos

Período	Principal	Encargos	Desconto no Fluxo de Caixa	Saldo Arrendamentos a Pagar
2020	3.533	823	(650)	3.706
2021	3.816	540	(174)	4.182
2022	1.969	296	(75)	2.191
2023 e seguintes	2.933	1.119	(166)	3.885
Total	12.251	2.778	(1.065)	13.964

Os ativos de direito de uso estão constituídos pelo valor presente dos fluxos de caixa descontados no mesmo montante dos passivos de arrendamento inicialmente constituídos. A depreciação dos ativos de direito de uso estão construídas pelo método linear conforme o saldo remanescente dos contratos de arrendamento. O fluxo anual de depreciação estimada está previsto da seguinte forma:

Fluxo de depreciação dos arrendamentos

Categoria	Saldo Residual 31.12.2019	2020	2021	2022	2023 em diante
Imóveis	3.330	91	103	123	3.012
Terrenos	68	2	3	3	60
Veículos	10.448	3.718	4.014	2.009	707
Total	13.845	3.812	4.120	2.135	3.779

4.30.1.1.4 Impactos nas contas de resultado

Conforme preconiza a norma IFRS 16 /CPC 06 (R2), as despesas de locação, atribuídas a um fluxo de caixa ao longo da vigência contratual, são deslocadas para as linhas de despesa de depreciação e despesa financeira. Contudo, quando é encerrado o período do contrato, os valores apropriados no resultado líquido são nulos, ocorrendo apenas esta migração do resultado operacional para o resultado financeiro.

A tabela seguinte demonstra os impactos de adoção da norma no resultado líquido, assim como os ajustes ocorridos ao longo do exercício de 2019:

Norma	CPC 06 (R1)		IFRS 16 / CPC 06 (R2)	
	Saldo em 31.12.2018	Saldo em 31.12.2019	Impactos da adoção em 2019	Saldo em 31.12.2019
Reflexos no resultado				
Despesas Operacionais				
Despesas de locações.....	6.169	6.464	(4.356)	2.108
Despesa de depreciação e amortização.....	23.892	30.097	-	30.097
Depreciação do direito de uso.....	-	-	3.389	3.389
Impacto no EBITDA	30.061	36.561	(967)	35.594
Despesas Financeiras				
Encargos Arrendamentos IFRS 16 / CPC 06 (R2)...	-	-	1.086	1.086
Impacto no Resultado Líquido	30.061	36.561	118	36.679

Para 2019, os impactos de adoção da norma provocaram um aumento de EBITDA na ordem de R\$967 mil, isso devido ao deslocamento da despesa operacional de locação para a despesa de depreciação do Direito de Uso e para a despesa financeira, esta última relacionada aos encargos do passivo de arrendamento. Já, no resultado líquido, a adoção causou uma redução do Lucro Líquido na ordem de R\$118 mil.

Ao longo do período de vigência dos contratos, o impacto no Lucro Líquido será neutralizado. Contudo, ocorrerá o deslocamento de R\$2,1 milhões da despesa operacional de locação para a despesa financeira de encargos do passivo de arrendamento. Desta forma, o EBITDA será impactado positivamente neste montante de R\$2,1 milhões.

4.30.1.1.5 Informações adicionais

É oportuno comentar que existe um reflexo temporal nas apurações do Imposto de Renda e da Contribuição Social, uma vez que foram constituídos Ativo e Passivo Fiscais Diferidos para tratar as diferenças temporárias que ocorrem ao longo da vigência dos contratos de locação.

Para os impostos recuperáveis, a Companhia continua registrando no resultado pelo valor efetivo de pagamento das contraprestações. Para a apuração dos tributos, é assegurada a neutralidade.

4.30.2. ICPC 22/IFRIC 23 Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

A interpretação ICPC 22 trata de como aplicar os requisitos para reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando existem incertezas sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Neste contexto, a Companhia deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta Interpretação.

Na avaliação da Administração da Companhia, não existiram impactos significativos em decorrência da interpretação, uma vez que todos os procedimentos adotados para a apuração e recolhimento de tributos sobre o lucro estão amparados na legislação e precedentes de Tribunais Administrativos e Judiciais.

4.31. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2020, sendo que a Companhia não realizou sua adoção no âmbito das demonstrações financeiras aqui apresentadas e não planeja adotá-las de forma antecipada. Entretanto, realizou diagnóstico para identificar o reflexo desta adoção nas suas demonstrações financeiras para o exercício de 2020, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

4.31.1. Emendas do CPC 26 e CPC 23 – Definição de Materialidade

As emendas do CPC 26/IAS 1 e do CPC 23/IAS 8 esclarecem a definição de materialidade e alinham a definição usada na estrutura conceitual e nas demais normas contábeis. Estas emendas entrarão em vigência em 1º de

janeiro de 2020. A Administração entende que estas emendas não trarão impactos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia.

4.32.2. IFRS 17 – Contratos de Seguros

Esta norma entrará em vigência a partir de 1º de janeiro de 2021 e substituirá o CPC 11 – Contratos de Seguro, que mantém requisitos das regras locais vigentes. O objetivo deste IFRS é fornecer um modelo global e abrangente para a contabilidade dos contratos de seguro, fornecendo informações relevantes sobre a essência destes contratos nas demonstrações financeiras das companhias, estando em linha com a padronização internacional das normas contábeis. A Administração entende que a adoção desta norma não trará impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
	Explicativa				
CIRCULANTE					
Numerário Disponível	5.1	1.635	1.161	2.517	1.632
Aplicações Financ. de Liq. Imediata - SIAC/BANRISUL	5.2	309.727	181.035	317.058	184.969
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		311.362	182.196	319.575	186.601
NÃO CIRCULANTE					
Fundo Bradesco Empresas		7	9	7	9
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		7	9	7	9

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$1.635 (R\$1.161 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$309.727 (R\$181.035 em 31 de dezembro de 2018) registrado no ativo circulante refere-se a aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Suprimento de Energia	21.278	20.707	21.278	20.707
Encargos de uso da Rede	85.380	84.910	86.873	85.128
Energia de Curto Prazo - CCEE	7.310	-	7.310	-
Títulos de Crédito a Rebeber	474	501	474	501
Provisão para Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa ..	(4.052)	(4.785)	(4.052)	(4.785)
	110.390	101.333	111.883	101.551

6.1. Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$4.052 (R\$4.785 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à provisão para perda estimada com créditos de liquidação duvidosa relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de 03 meses.

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			31/12/2019
	31/12/2018	ADIÇÕES	EXCLUSÕES	
Suprimento de Energia	11	145	(145)	11
Encargos de uso da Rede	4.774	1.947	(2.680)	4.041
	4.785	2.092	(2.825)	4.052

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	281	338	281	338
INSS a Compensar	211	400	211	400
IRPJ e CSLL a Compensar	637	283	637	283
IRPJ e CSLL Base Negativa	898	21.096	1.060	21.258
	<u>2.027</u>	<u>22.117</u>	<u>2.190</u>	<u>22.279</u>
NÃO CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	2	2	2	2
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1	1	1
Outros Créditos a Compensar	3	3	3	3
	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>5</u>	<u>6</u>

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Estoque de Operação	20.356	27.509	20.356	27.509
	<u>20.356</u>	<u>27.509</u>	<u>20.356</u>	<u>27.509</u>

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

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE					
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.1	12.251	9.555	12.251	9.555
Adiantamento a Fornecedores/Empregados		7.707	5.584	7.707	5.584
Aluguel de Postes e Serviços Prestados		12.709	13.717	12.709	13.717
Cedência de Funcionários	38	481	509	481	509
Conta Gráfica	9.2/38	-	2.437	-	2.437
Dividendos a Receber	9.3	7.078	38.072	7.078	38.072
Custos a Reembolsar	9.4	28.689	23.222	12.357	11.086
Outros Devedores		6.836	4.089	7.248	4.494
		<u>75.750</u>	<u>97.185</u>	<u>59.830</u>	<u>85.454</u>
NÃO CIRCULANTE					
Outros		3.902	4.011	87.388	105.676
		<u>3.902</u>	<u>4.011</u>	<u>87.388</u>	<u>105.676</u>

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$12.251 (R\$9.555 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, bem como o aprimoramento de suas características. Quando da conclusão dos projetos, serão reconhecidos como liquidação da obrigação e, posteriormente submetidos à auditoria e avaliação final da ANEEL. (vide nota explicativa 24.1).

9.2. Conta Gráfica

O valor de R\$2.437 em 31 de dezembro de 2018 refere-se aos bloqueios judiciais realizados entre as contas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D e da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR.

9.3. Dividendos a Receber

O valor de R\$7.078 (R\$38.072 em 31 de dezembro de 2018), refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Chapecoense R\$8, TSLE R\$6.917, Etau R\$22, Complexo Eólico Povo Novo R\$17 e Enerfin R\$114.

9.4. Custos a Reembolsar

O valor de R\$28.689 (R\$23.222 em 31 de dezembro de 2018) refere-se aos contratos de prestação de serviços, os quais tratam do escopo de revisões, acompanhamento técnico de engenharia, financeiro, administrativo, ambiental e avaliações de áreas e fiscalizações das obras.

10. MÚTUO CEEE-D

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

Em 11 de dezembro, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$300.000 e mantendo o prazo de 24 meses, cujo objeto foi a alteração de sua Cláusula Primeira. Através do Despacho 1.384 de 25 de maio de 2016, a ANEEL anuiu o contrato de mútuo com prazo de vigência de até 24 meses, para refinanciamento do mútuo anterior, no montante de R\$335.212.

Em 28 de setembro de 2017, através do Despacho nº 3.331, a ANEEL anuiu a celebração de Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo com a transferência de propriedade da fração ideal de 73,45% do imóvel onde está localizado o Centro Administrativo Engenheiro Noé de Melo Freitas, CAENMF, pertencente à CEEE-D, permitindo amortizar R\$293.869 do Contrato de Mútuo. O referido Termo de Dação em Pagamento foi assinado em 23 de outubro de 2017.

Em 31 de julho de 2018, a ANEEL de acordo com o Despacho nº 1.716, anuiu à celebração do Contrato de Mútuo entre a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D e a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, o qual teve como objeto o refinanciamento pelo prazo de 24 meses do saldo devedor do Contrato de Mútuo anterior firmado entre as empresas, correspondente a R\$72.282 da data de 16 de abril de 2018. Posteriormente em 15 de agosto de 2018 a Agência Reguladora emitiu o Despacho nº 1.856, permitindo aditivo ao mútuo já existente, no valor de até R\$300.000, pelo prazo de 24 meses. Mensalmente, a CEEE-D liquida a parcela relativa aos juros pactuados. Em 2019 foram pagos à CEEE-GT o montante de R\$21.738.

O saldo do contrato de Mútuo corrigido mensalmente pela CDI perfaz o montante de R\$373.164.

Data do Evento	Histórico	Valor
25/05/2016	Contrato Repactuado	335.212
31/08/2018	Liberação Mútuo	100.000
30/09/2018	Liberação Mútuo	150.000
31/10/2018	Liberação Mútuo	50.000
31/12/2019	Parcelas Liberadas até 31/12/2019	635.212
31/12/2019	Atualização até 31/12/2019	82.765
31/12/2019	Parcelas Recebidas até 31/12/2019	(344.813)
NÃO CIRCULANTE		373.164

11. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Investimentos em Títulos do Governo	119.140	102.734	119.140	102.734
	119.140	102.734	119.140	102.734

11.1. Descrição

O saldo de R\$119.140 (R\$102.734 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à liquidação judicial do processo nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2, cuja decisão favorável do Superior Tribunal de Justiça – STJ (RESP nº 435.948-RS) proferida em 2005, transitou em julgado no ano de 2009 junto ao Supremo Tribunal Federal – STF.

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

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

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

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

11.2. Classificação

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

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

Desde a adoção da norma IFRS 9 (CPC 48 – Instrumentos Financeiros), este ativo é classificado como Valor justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA).

11.3. Forma de Atualização das NTN-Bs

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

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

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

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

11.4. Movimentação

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

	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita financeira	Impostos
Posição em 31/12/2018	102.734	9.422	162	-	-
Atualização pela taxa efetiva.....	8.277	-	-	8.277	-
Valorização do valor justo	20.541	-	20.541	-	-
Venda do ativo financeiro.....	(7.330)	-	(673)	673	-
Juros Recebidos.....	(5.082)	-	-	-	-
Efeito tributário.....	-	12.868	(6.776)	-	(6.092)
Posição em 31/12/2019	119.140	22.290	13.254	8.950	(6.092)

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Depósitos Judiciais.....	45.545	45.722	71.277	70.682
	45.545	45.722	71.277	70.682

O valor de R\$45.545 (R\$45.722 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a depósitos judiciais dos processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando o saldo das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 26).

13. ATIVO DE CONCESSÃO - CONTRATUAL

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	122.677	116.890	125.770	117.489
Não Circulante	824.892	772.424	1.090.951	1.040.993
	947.569	889.314	1.216.721	1.158.482

Com base no Contrato de Concessão nº 080/2002, no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e no Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 025/2000, a Administração aplica o modelo “Ativo Contratual”, em observância à norma CPC 47, considerando que a infraestrutura disponibilizada ao serviço da concessão está sujeita ao cumprimento das obrigações de desempenho para fazer jus à contraprestação esperada, no caso à RAP (Receita Anual Permitida) e à RAG (Receita Anual de Geração), e não somente à passagem do tempo.

A Administração considera ainda que as novas receitas atinentes aos contratos de concessão renovados têm origem, exclusivamente, às novas obras de reforços e melhorias, as quais são submetidas às Resoluções Autorizativas e revisões tarifárias que produzem ajustes diretamente nas receitas inseridas no fluxo de caixa em relação aos valores de investimento realizados. Neste contexto, as receitas autorizadas não preveem margens de construção, não havendo ganhos ou perdas de eficiência nesta fase, ou estão próximas a zero.

Em 31 de dezembro de 2019, o valor de R\$947.569 é composto por R\$32.913, referente à infraestrutura vinculada ao Contrato de Concessão nº 080/2002, por R\$807.425, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e R\$107.231 refere-se ao Contrato de Concessão nº 025/2000. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras que não possuem Resolução

Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

13.1. Movimento do Ativo de Concessão – Contratual

	CONSOLIDADO				
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 025/2000	Contrato 001/2011 TESB	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	764.026	39.298	85.990	269.168	1.158.482
(+) Receita de Construção (Adições).....	52.142	-	24.434	15.242	91.818
(+) Receita Financeira.....	93.049	10.755	3.398	27.142	134.345
(-) Baixas.....	(1.270)	-	(18)	-	(1.287)
(-) Amortização do período.....	(100.319)	(17.140)	(6.554)	(14.176)	(138.188)
(-) Outros.....	(204)	-	(20)	(28.224)	(28.448)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	807.425	32.913	107.231	269.152	1.216.721
Em 31 de Dezembro de 2019 - Circulante	104.602	11.798	6.277	3.093	125.770
Em 31 de Dezembro de 2019 - Não Circulante	702.822	21.115	100.955	266.059	1.090.951

Em 31 de dezembro de 2019, o valor de R\$1.090.951 é composto R\$807.425 referente ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001, por R\$32.913 referente à infraestrutura vinculada ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 080/2002, por R\$107.231 referente ao Contrato de Concessão de Geração nº 025/2000, e pro R\$269.152 referente ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 001/2011, da Controlada TESB.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.565/2019 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001 que entraram em operação após 2012 (RBNI), classificados como Ativo Contratual, é de R\$129.209. Para estes ativos, a receita de Operação e Manutenção - O&M é estimada em 19% da RAP e a remuneração reconhecida em 2019 pela taxa implícita do contrato foi de 12,51% a.a.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.565/2019 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 080/2002, classificados como Ativo Contratual, é de R\$25.454. A receita de O&M é estimada em 30% da RAP e a remuneração reconhecida em 2019 pela taxa implícita do contrato foi de 33,74% a.a.

Os ativos do Contrato de Concessão de Geração nº 025/2000 alcançados pela Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, classificados como Ativo Contratual, tem sua Receita Anual de Geração - RAG de R\$118.415 definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.587/2019, contemplando o valor de R\$46.984 de receita adicional para a remuneração do capital e investimentos em melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão. A receita de O&M é estimada em 95% da RAG e em 2019 a remuneração reconhecida pela taxa implícita do contrato foi de 3,51% a.a.

13.2. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

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

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

- I. As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão;
- II. As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras;
- III. Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;
- IV. O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- V. As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens;

- VI. Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente indenizada pelo valor residual desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

14. ATIVO DE CONCESSÃO - FINANCEIRO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	319.357	282.770	319.357	282.770
Não Circulante	1.254.969	1.412.735	1.254.969	1.412.735
	<u>1.574.326</u>	<u>1.695.505</u>	<u>1.574.326</u>	<u>1.695.505</u>

O montante de R\$1.574.326 (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, tendo seus valores estabelecidos no Despacho ANEEL nº 1.643/2016.

Os recebimentos das parcelas de indenização por meio da RAP de Transmissão foram definidos na Portaria MME nº 120, de 20 de abril de 2016, sendo os valores para o ciclo de RAP 2017/2018 homologados pela Resolução ANEEL nº 2.258/2017, para o ciclo 2018/2019 Resolução ANEEL nº 2.408/2018 e para o ciclo 2019/2020 pelo Resolução ANEEL nº 2.565/2019.

Conforme o Despacho ANEEL nº 1.779/2017, e em consonância à sentença judicial favorável à liminar conduzida pela ABRACE, ABIVIDRO e ABRAFE, a ANEEL suspendeu o pagamento do custo de capital (ke) relativo ao período de 1º de janeiro de 2013 a 30 de junho de 2017 da parcela que compõe a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUSD.

Neste contexto, a Administração entende que, por meio dos dispositivos regulatórios do setor elétrico, assim com as disposições do contrato de concessão, é indiscutível o direito de recebimento dos valores homologados a título de indenização da RBSE e, por isso, mantém estes valores classificados como “Ativo Financeiro” segundo os regramentos do CPC 48, uma vez que não existem obrigações de performance a serem cumpridas para o recebimento da contraprestação, a não ser a passagem do tempo.

O custo de capital inserido nas parcelas de reintegração relativas ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017 (ke), em discussão no âmbito da liminar judicial, foram segregados em controle auxiliar do ativo financeiro, estando registrados pelo seu valor justo através de fluxo de caixa descontado pelo WACC Regulatório e sem qualquer atualização.

14.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	Contrato	055/2001 RBSE
	31/12/2019	31/12/2018
Saldo inicial	<u>1.695.505</u>	<u>1.893.018</u>
(+) Receita Financeira.....	168.181	115.851
(-) Amortização do período.....	(289.360)	(313.364)
Saldo final	<u>1.574.326</u>	<u>1.695.505</u>
Saldo Circulante.....	<u>319.357</u>	<u>282.770</u>
Saldo Não Circulante.....	<u>1.254.969</u>	<u>1.412.735</u>

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.565/2019 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001, abrangidos pela Portaria nº 120 MME, a qual estabeleceu que os valores homologados pela ANEEL a título de indenização (RBSE) é de R\$303.597, sendo R\$149.481 referente ao componente econômico e R\$154.116 ao componente financeiro. A remuneração do Ativo Financeiro no ano de 2019 foi de 11,79% (WACC regulatório + IPCA).

15. PAGAMENTOS ANTECIPADOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Pagamentos Antecipados.....	1.573	1.075	1.730	1.107
	<u>1.573</u>	<u>1.075</u>	<u>1.730</u>	<u>1.107</u>

O valor de R\$1.730 (R\$1.107 em 31 de dezembro de 2018), corresponde à apropriação das quotas de custeio PROINFA relativo às concessionárias do serviço público de transmissão que atendam consumidores livre e/ou autoprodutor com unidade de consumo conectada às instalações de Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

16. INVESTIMENTOS MANTIDOS PARA VENDA

Na reunião do dia 23 de outubro de 2019 o Conselho de Administração da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, autorizou o cancelamento e encerramento do processo de Desinvestimento da CEEE-GT nas investidas Companhia Energético Rio das Antas – CERAN, Campos Novos Energia – ENERCAN, Chapecoense Geração S/A – CHAPECOENSE, Transmissora Sul Litorânea de Energia – TSLE, Fronteira Oeste Transmissora de Energia – FOTE e Empresa de Transmissão do Alto Uruguai - ETAU.

17. INVESTIMENTOS

17.1. Composição

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.....	884.253	446.540	547.571	84.215
Avaliadas pelo método de custo.....	2.889	3.024	2.889	3.024
(-) Provisão Para Redução Ao Valor Recuperável.....	(124.499)	(124.499)	(124.499)	(124.499)
	<u>762.643</u>	<u>325.065</u>	<u>425.961</u>	<u>(37.260)</u>

17.2. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

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

Hídrico	Transmissão	Eólico
CERAN	TESB	Ventos de Curupira
Jaguari	FOTE	Ventos de Povo Novo
Chapecoense	TSLE	Ventos de Vera Cruz
ENERCAN	TPAE	Palmares
	ETAU	Ventos da Lagoa
		Ventos do Litoral
		Ventos do Sul
		Ventos dos Índios

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

	31/12/2019		31/12/2018	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB.....	342.190	92,63%	342.190	92,63%
Ventos de Curupira.....	55.929	99,99%	55.929	99,99%
Ventos de Povo Novo.....	24.639	99,99%	24.639	99,99%
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	99,99%	62.759	99,99%
Coligadas				
Chapecoense.....	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Jaguari.....	17.680	10,50%	17.680	10,50%
Ceran.....	120.000	30,00%	120.000	30,00%
Enercan.....	200.787	6,51%	200.787	6,51%
TSLE.....	379.861	49,00%	379.861	49,00%
TPAE.....	38.146	9,65%	20.350	20,00%
FOTE.....	153.825	49,00%	128.325	49,00%
Etau.....	34.895	10,00%	34.895	10,00%
Palmares.....	114.116	10,00%	114.116	10,00%
Ventos da Lagoa.....	88.701	10,00%	88.701	10,00%
Ventos do Litoral.....	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventos do Sul.....	964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios.....	63.641	10,00%	63.641	10,00%

17.3 Controladas

17.3.1. Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

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

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

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT.

Em 2016 a Companhia integralizou capital na investida no montante de R\$176,7 milhões, mediante a emissão de 176.710.061 novas ações, mantendo sua participação no empreendimento em 90,40%.

Durante o exercício de 2018 houve nova integralização por parte da CEEE-GT no montante de R\$86,02 milhões, mediante a emissão de 86.020.000 novas ações, sendo acompanhada pela acionista Procable e havendo cedência de quotas por parte da acionista Zhejiang United Engineering CO Ltda, evento que culminou no aumento de participação na controlada, resultando em um controle de 92,63% das ações. Não houve ágio decorrente da operação.

A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 92,63% do capital social subscrito, totalizando R\$316,9 milhões.

17.3.2. Complexo Eólico Povo Novo

O complexo Eólico Povo Novo está localizado no município de Rio Grande – RS, sendo formado por 3 Centrais Geradoras Eólicas (CGE), totalizando a potência instalada de 52,5MW.

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

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potência instalada é de 23,1MW;
- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potência instalada é de 8,4MW;
- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potência instalada é de 21MW;

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas.

No exercício de 2017 foram integralizados os adiantamentos para futuro aumento de capital, nos montantes de R\$14,1 milhões no Ventos de Povo Novo, R\$39,7 milhões no Ventos de Curupira e R\$38,5 milhões no Ventos de Vera Cruz. Já no exercício de 2018 ocorreu nova integralização nos montantes de R\$10,5 milhões em Ventos de Povo Novo, R\$16,1 milhões em Ventos de Curupira e R\$24,1 milhões em Ventos de Vera Cruz, mantendo a participação nos empreendimentos em 99,99%, não havendo ágio na operação.

17.3.3 Impairment

Anualmente a Companhia estima o valor recuperável dos seus investimentos nas controladas, com base no valor em uso, sendo este mensurado com base no valor presente dos fluxos de caixas futuro estimados.

Os fluxos de caixa foram projetados com base no resultado operacional e projeções dos empreendimentos até o término das concessões.

A controlada TESB registrou em suas demonstrações um *impairment* de R\$84,2 milhões em 2016 e R\$44 milhões em 2017. Já no exercício de 2018 ocorreu contabilização de R\$10,4 milhões como reversão da perda anteriormente reconhecida.

Já no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo foi registrado R\$104,3 milhões com perda de valor recuperável no empreendimento em 2016, R\$9 milhões em 2017 e R\$1,65 milhões em 2018, sendo todo montante contabilizado na controladora CEEE-GT.

O laudo elaborado em 2019 não indicou necessidade de complementação dos valores já reconhecidos como perda de valor recuperável.

17.4. Coligadas

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

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

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

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

17.4.2. Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE

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

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

- LT Nova Santa Rita, com extensão aproximada de 281Km, com origem na SE Nova Santa Rita e término na SE Campo Novo;
- LT Povo Novo - Marmeleiro, com extensão aproximada de 154Km, com origem na SE Povo Novo e término na SE Marmeleiro;
- LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar, com extensão aproximada de 52Km, com origem na SE Marmeleiro e término na SE Santa Vitória do Palmar;
- SE 525/230 kV Povo Novo;
- SE 525kV Marmeleiro;
- SE 525/138 kV Santa Vitória do Palmar; e
- Instalações de Transmissão de Rede Básica na SE Povo Novo.

17.4.3. Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

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

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

17.4.4 Transmissora Porto Alegrense Ltda - TPAE

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

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

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

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

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 17 de maio de 2019, foi aprovado aumento da capital da TPAE, no entanto a CEEE-GT optou por não acompanhar a integralização de capital, reduzindo sua participação de 20% para 9,65%.

17.4.5 Jaguari Energética S.A

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

Em 30 de agosto de 2004, a participação da CEEE-GT reduziu de 30% para 14,19%. Em novembro de 2006, conforme Resolução de Diretoria nº 486, a Companhia não manifestou interesse em acompanhar os aportes deliberados pelos demais acionistas da empresa, reduzindo a participação para 10,5%.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

17.4.6. Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU

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

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

17.4.7. Parques Eólicos Palmares S.A

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

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

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

17.4.8. Ventos da Lagoa Energia S.A

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

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

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

17.4.9. Ventos do Litoral Energia S.A

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

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

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

17.4.10. Ventos do Sul Energia S.A

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

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

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

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

Contraprestação Efetivamente Transferida.....	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes.....	80.879
Ativos não Circulantes.....	422.459
Passivos Circulantes.....	(98.623)
Passivos não Circulantes.....	(236.451)
Valor justo líquido (Participação de 10%).....	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	18.174

17.4.11. Ventos dos Índios Energia S.A

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

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

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

17.4.12 Chapecoense Geração S.A

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

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

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

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

17.4.13. Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

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

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

17.5. Informações Financeiras das Investidas

17.5.1. Demonstrações Financeiras Controladas

Balanco Patrimonial	31/12/2019			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5.400	1.086	615	1.112
Outros Ativos Circulantes.....	4.842	358	85	33
Ativo Não Circulante.....	303.711	80.618	35.456	88.260
	<u>313.953</u>	<u>82.062</u>	<u>36.156</u>	<u>89.405</u>
Passivo e Patrimônio Líquido				
Outros Passivos Circulantes.....	6.815	362	155	303
Outros Passivos Não Circulantes.....	93.895	22.510	9.936	22.042
Patrimônio Líquido.....	213.243	59.190	26.065	67.060
	<u>313.953</u>	<u>82.062</u>	<u>36.156</u>	<u>89.405</u>

Demonstração do Resultado	31/12/2019			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida.....	43.236	72	22	64
Custo de Operação.....	(66.074)	-	-	-
Lucro Bruto.....	(22.838)	72	22	64
Despesas Operacionais.....	(1.274)	(776)	(426)	(580)
Resultado Financeiro.....	(798)	(35)	-	3
Lucro Antes dos Impostos.....	(24.910)	(739)	(404)	(513)
Impostos sobre o Lucro.....	(454)	-	-	-
Lucro líquido.....	<u>(25.364)</u>	<u>(739)</u>	<u>(404)</u>	<u>(513)</u>

17.5.2. Demonstrações Financeiras Controladas e Coligadas

	31/12/2019				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
Controladas					
TESB.....	342.190	213.243	213.243	(25.364)	(25.364)
Ventos de Curupira.....	55.929	59.190	53.559	(739)	(739)
Ventos de Povo Novo.....	24.639	26.065	23.361	(404)	(404)
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	67.060	60.869	(513)	(513)
Coligadas					
Chapecoense.....	714.509	1.024.659	1.024.659	306.209	306.209
Jaguari.....	17.680	18.232	18.232	136	136
Ceran.....	120.000	297.523	297.523	105.468	105.468
Enercan.....	200.787	460.377	460.377	250.740	250.740
TSLE.....	379.861	420.223	420.223	(11.092)	(11.092)
TPAE.....	38.146	42.612	42.612	4.460	4.460
FOTE.....	153.825	191.536	110.526	(17.984)	(17.984)
Etau.....	34.895	82.864	82.864	13.206	13.206
Palmares.....	114.116	123.165	123.165	10.899	10.899
Ventos da Lagoa.....	88.701	114.665	114.665	6.174	6.174
Ventos do Litoral.....	102.901	113.985	113.985	2.975	2.975
Ventos do Sul.....	964	5.882	5.882	48.009	48.009
Ventos dos Índios.....	63.641	82.196	82.196	(328)	(328)

17.6. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Centrais Elétricas S.A - ELETROSUL.....	2.013	2.137	2.013	2.137
Piratini Energia S.A.....	-	10	-	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo.....	876	876	876	876
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos.....	(354)	(354)	(354)	(354)
	<u>2.535</u>	<u>2.669</u>	<u>2.535</u>	<u>2.669</u>

17.6.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

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

17.7. Movimentação dos investimentos

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO					
	Saldos em 31/12/2018	Aumento /Redução de Capital	Equivalência Patrimonial	Dividendos	Ajuste Exercícios Anteriores	Saldos em 31/12/2019
Controladas						
TESB.....	213.268	-	(23.495)	-	(1.412)	188.362
Ventos de Curupira.....	3.670	-	(739)	-	-	2.932
Ventos de Povo Novo.....	5.389	-	(404)	-	-	4.986
Ventos de Vera Cruz.....	15.360	-	(513)	-	-	14.847
Coligadas			-			
Chapecoense.....	87.486	-	27.559	(17.859)	(4.967)	92.219
Jaguari.....	1.836	-	14	(183)	248	1.915
Ceran.....	83.770	-	31.640	(12.600)	(13.554)	89.256
Enercan.....	28.445	-	16.333	(9.511)	(5.278)	29.989
TSLE.....	194.817	-	(5.435)	-	16.527	205.909
TPAE.....	3.031	-	430	-	650	4.111
FOTE.....	42.237	12.495	(8.812)	-	8.238	54.158
Etau.....	8.812	-	1.321	(1.746)	(101)	8.286
Palmares.....	12.815	-	572	(1.069)	-	12.318
Ventos da Lagoa.....	11.062	-	617	(212)	-	11.467
Ventos do Litoral.....	10.986	-	412	-	-	11.398
Ventos do Sul.....	17.562	(14.000)	4.801	(7.081)	(694)	588
Ventos dos Índios.....	8.272	-	(53)	-	-	8.219
Ágio Parques Eólicos.....	974	-	-	-	-	974
Ágio Ventos do Sul.....	18.174	-	-	-	-	18.174
	767.966	(1.505)	44.249	(50.261)	(343)	760.108

17.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Complexo Eólico Povo Novo.....	14.527	7.109	-	-
FOTE.....	39.695	12.500	39.695	12.500
TESB.....	67.459	58.459	-	-
	<u>121.681</u>	<u>78.068</u>	<u>39.695</u>	<u>12.500</u>

18. IMOBILIZADO

CONTROLADORA							
	31/12/2017	Movimento	31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2019
Custo							
Barragens.....	766.633	(170.051)	596.582	-	-	-	596.582
Terrenos.....	16.154	-	16.154	-	-	-	16.154
Edificações.....	120.237	(4)	120.233	-	(105)	-	120.128
Máquinas e Equipamentos.....	589.712	(62.233)	527.479	-	(684)	1.750	528.545
Veículos.....	13.855	99	13.954	-	-	126	14.080
Móveis e Utensílios.....	4.210	(27)	4.183	-	(35)	-	4.148
	<u>1.510.801</u>	<u>(232.216)</u>	<u>1.278.585</u>	<u>-</u>	<u>(824)</u>	<u>1.876</u>	<u>1.279.637</u>
Depreciação							
Barragens.....	(677.703)	159.954	(517.749)	(10.090)	-	-	(527.839)
Edificações.....	(109.627)	(795)	(110.422)	(667)	104	-	(110.985)
Máquinas e Equipamentos.....	(477.473)	52.115	(425.358)	(10.537)	498	29	(435.368)
Veículos.....	(12.668)	(310)	(12.978)	(258)	-	(126)	(13.362)
Móveis e Utensílios.....	(3.542)	(53)	(3.595)	(74)	30	-	(3.639)
	<u>(1.281.013)</u>	<u>210.911</u>	<u>(1.070.102)</u>	<u>(21.626)</u>	<u>632</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.091.193)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	313.530	(43)	313.487	-	(35)	-	313.452
Depreciação.....	(18.785)	(314)	(19.099)	(350)	34	-	(19.415)
	<u>294.745</u>	<u>(357)</u>	<u>294.388</u>	<u>(350)</u>	<u>(1)</u>	<u>-</u>	<u>294.037</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>524.533</u>	<u>(21.662)</u>	<u>502.871</u>	<u>(21.976)</u>	<u>(193)</u>	<u>1.779</u>	<u>482.481</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>39.055</u>	<u>991</u>	<u>40.046</u>	<u>5.217</u>	<u>-</u>	<u>(1.779)</u>	<u>43.484</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>563.588</u>	<u>(20.671)</u>	<u>542.917</u>	<u>(16.759)</u>	<u>(193)</u>	<u>-</u>	<u>525.965</u>

CONSOLIDADO							
	31/12/2017	Movimento	31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2019
Custo							
Barragens.....	766.633	(170.051)	596.582	-	-	-	596.582
Terrenos.....	24.848	-	24.848	-	-	-	24.848
Edificações.....	153.974	(4)	153.970	-	(105)	-	153.865
Máquinas e Equipamentos.....	544.321	(62.233)	482.088	-	(684)	1.750	483.154
Veículos.....	13.855	99	13.954	-	-	126	14.080
Móveis e Utensílios.....	4.329	(27)	4.302	-	(35)	-	4.267
	<u>1.507.960</u>	<u>(232.216)</u>	<u>1.275.744</u>	<u>-</u>	<u>(824)</u>	<u>1.876</u>	<u>1.276.796</u>
Depreciação							
Barragens.....	(676.767)	159.954	(516.813)	(10.090)	-	-	(526.903)
Edificações.....	(79.197)	(795)	(79.992)	(667)	104	-	(80.555)
Máquinas e Equipamentos.....	(522.597)	52.115	(470.482)	(10.537)	498	29	(480.492)
Veículos.....	(12.629)	(310)	(12.939)	(258)	-	(126)	(13.323)
Móveis e Utensílios.....	(3.547)	(53)	(3.600)	(74)	30	-	(3.644)
	<u>(1.294.737)</u>	<u>210.911</u>	<u>(1.083.826)</u>	<u>(21.626)</u>	<u>632</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.104.917)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	313.537	(43)	313.494	-	(35)	-	313.459
Depreciação.....	(18.780)	(314)	(19.094)	(350)	34	-	(19.410)
	<u>294.757</u>	<u>(357)</u>	<u>294.400</u>	<u>(350)</u>	<u>(1)</u>	<u>-</u>	<u>294.049</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>507.980</u>	<u>(21.662)</u>	<u>486.318</u>	<u>(21.976)</u>	<u>(193)</u>	<u>1.779</u>	<u>465.928</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>245.096</u>	<u>(53.934)</u>	<u>191.162</u>	<u>3.044</u>	<u>-</u>	<u>(1.779)</u>	<u>192.427</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>753.076</u>	<u>(75.596)</u>	<u>677.480</u>	<u>(18.932)</u>	<u>(193)</u>	<u>-</u>	<u>658.355</u>

O Ativo imobilizado da Companhia é composto por Usinas de Geração que não operam em regime de cotas, bens administrativos, bens não vinculados à Concessão e outros fora do alcance da ICPC 01/CPC47.

- Custo Atribuído (*Deemed Cost*)

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

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

18.1 DIREITO DE USO

Conforme delineado na nota explicativa nº 4.30.1.1, a Companhia adotou o Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) - Arrendamentos com efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro de 2019, demonstrando os saldos de abertura e de encerramento deste exercício, conforme previsão dos itens C5 a C7 do pronunciamento. O levantamento realizado pela Administração identificou um portfólio de contratos vinculados à locação de imóveis para a armazenagem de materiais; terrenos para a operação de estações repetidoras de sinal; e locação de veículos e máquinas e equipamentos para a operação da empresa.

A Administração avaliou os requisitos da norma que orientam sobre o reconhecimento do ativo de direito de uso e concluiu que os contratos avaliados preenchem estes requisitos, sendo eles: i) ativo identificado; ii) período de locação superior a 12 meses; iv) ativos não se enquadram na categoria de baixo valor; v) a arrendatária possui o poder de direcionar a utilização do ativo; e vi) o arrendador não possui direito substancial de substituição dos ativos locados.

A métrica para reconhecimento do ativo de direito de uso levou em consideração as recomendações contidas nos Ofícios Circulares CVM/SNC/SEP nº 02/2019 e CVM/SNC/SEP nº 01/2020, assim como o alinhamento entre as práticas adotadas no âmbito das empresas do setor de energia elétrica. Neste sentido, para mensurar o reconhecimento inicial do ativo de direito de uso, foram consideradas as parcelas fixas devidas ao longo da vigência de cada contrato em um fluxo de caixa descontado a valor presente na data de 1º de janeiro de 2019. Foram inseridos no fluxo de caixa, inclusive, os períodos de prorrogações anuais e as indexações por IPCA.

O modelo de fluxo de caixa a taxa de desconto de 7,62% ao ano em termos nominais, sendo esta a taxa incremental de empréstimos (IBR) identificada para o caso em que a Companhia decida captar recursos no mercado para realizar a aquisição do ativo. A taxa é formada por 100% da CDI mais *spread* de risco da Companhia, esta última avaliada em 3,25% ao ano, em termos nominais. A Administração entende que esta taxa é a que melhor reflete as características de seus contratos.

Com base nestas premissas, o valor de registro da adoção inicial do ativo de direito de uso foi de R\$17.234 (dezessete milhões, duzentos e trinta e quatro mil reais), estando apresentado a seguir a composição do seu saldo de adoção e a movimentação do exercício, que finalizou com o saldo de R\$13.845 (treze milhões, oitocentos e quarenta e cinco mil).

18.1.1 – Movimentação do ativo de direito de uso

Ativos de Direito de Uso	Adoção Inicial 01.01.2019	Amortizações	Saldo em 31.12.2019
CPC 06 (R2) - IFRS16			
Imóveis	3.373	(43)	3.330
Terrenos	69	(1)	68
Veículos	13.792	(3.344)	10.448
Total	17.234	(3.389)	13.845

* A Companhia não possuía saldo em 31 de dezembro de 2018 referente a ativo imobilizado arrendado (IAS17).

18.1.2 – Fluxo das depreciações para exercícios seguintes

Categoria	Saldo Residual 31.12.2019	2020	2021	2022	2023 em diante
Imóveis	3.330	91	103	123	3.012
Terrenos	68	2	3	3	60
Veículos	10.448	3.718	4.014	2.009	707
Total	13.845	3.812	4.120	2.135	3.779

* As depreciações dos ativos de direito de uso estão construídas pelo método linear conforme o saldo remanescente dos contratos de arrendamento.

19. INTANGÍVEL

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Custo		
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	48.351	48.729
Aquisições.....	1.516	1.516
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	49.867	50.245
Amortização e perdas por redução do valor recuperável		
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	(5.655)	(5.655)
Amortização do período.....	(9.178)	(9.178)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	(14.833)	(14.833)
Em 31 de Dezembro de 2018	42.696	43.074
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	35.034	35.412

É composto pelos gastos realizados com a aquisição de softwares, das licenças de uso e demais direitos dessa natureza.

20. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Encargos de Uso da Rede	6.311	5.925	6.311	5.925
Suprimento de Energia Elétrica.....	7.638	7.581	7.638	7.581
Risco Hidrológico - GSF.....	-	80.610	-	80.610
Materiais e Serviços	10.659	29.503	14.089	35.229
Retenção Contratual	13.585	13.578	13.585	13.578
	38.193	137.197	41.623	142.923

20.1 Risco Hidrológico

O valor de R\$80.610 em dezembro de 2018, refere-se ao risco hidrológico, que nos meses de abril e setembro 2017, a Companhia teve decisões desfavoráveis em relação a sua liminar judicial a qual limitava em 5% o custo com GSF, fato que culminou na reversão dos seus efeitos históricos, a partir de deliberação do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, totalizando o montante de R\$187.314 contabilizados naquele exercício, iniciando seu pagamento em maio de 2018 e liquidada em junho de 2019.

21. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Folha de Pagamento Líquida.....	6.398	6	6.398	6
Provisão para Férias, 13 º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	30.286	30.508	30.292	30.520
Retenções sobre a Folha de Pagamento	6.941	4.958	6.941	4.958
Prêmio Assiduidade	287	289	287	289
	43.912	35.761	43.918	35.773

O valor de R\$6.398 (R\$4.958 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

22. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	176	69	176	69
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	3.805	4.517	6.615	6.337
Contribuição p/Financiamento da Seguridade Social - COFINS	7.334	5.511	7.334	5.511
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.592	1.633	1.592	1.633
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	7.747	11.459	8.004	11.477
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL	-	-	647	665
Outros	9.565	4.250	9.662	4.287
	<u>30.219</u>	<u>27.439</u>	<u>34.030</u>	<u>29.979</u>
NÃO CIRCULANTE				
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL	-	-	5.881	6.528
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5.881</u>	<u>6.528</u>

23. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

23.1. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Controladora e Consolidado

C R E D O R	CONTROLADORA/CONSOLIDADO							
	31/12/2019							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Circulante		Não circulante	Total
					Encargos	Principal	Principal	
MOEDA NACIONAL								
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.723	37.066	43.789
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	6.723	37.066	43.789
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	4,59	2036	01	4.055	12.210	195.365	211.630
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	2,93	2037	01	757	17.310	299.768	317.835
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					4.812	29.520	495.133	529.465
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					4.812	36.243	532.199	573.254

C R E D O R	CONTROLADORA/CONSOLIDADO							
	31/12/2018							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Circulante		Não circulante	Total
					Encargos	Principal	Principal	
MOEDA NACIONAL								
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.720	43.687	50.407
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	6.720	43.687	50.407
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	4,59	2036	01	3.570	11.738	199.547	214.855
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	2,93	2037	01	5	16.951	305.125	322.081
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					3.575	28.689	504.672	536.936
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					3.575	35.409	548.359	587.343

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

23.2. Variação de Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
Saldos em 31 de Dezembro 2018	6.720	43.687	32.264	504.672	587.343
Encargos	3.460	-	20.810	-	24.270
Variação Monetária	-	-	1.875	18.735	20.610
Transferências	6.724	(6.724)	28.274	(28.274)	-
Taxa Administração	-	103	-	-	103
Amortizações de Principal	(6.721)	-	(28.812)	-	(35.533)
Amortizações de Encargos	(3.460)	-	(20.079)	-	(23.539)
Saldos em 31 de Dezembro 2019	6.723	37.066	34.332	495.133	573.254

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

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

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

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

Ao longo de 2017 foi liberado o valor de US\$27.500 que corresponde à R\$87.305 referente ao contrato BID e US\$8.500 que corresponde à R\$28.076 referente ao contrato AFD. Em junho de 2018 ocorreu a última liberação de R\$110.175 referente ao contrato BID.

Em Novembro de 2019 a Companhia apresentou a prestação de contas da utilização de 100% dos recursos do BID, e em Dezembro de 2019 a prestação de contas da utilização de 100% dos recursos da AFD.

23.4. BNDES

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

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de dezembro de 2016 foi de R\$69.037, no exercício de 2017 e até 30 de setembro de 2019, não ocorreram novas liberações.

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

23.5. Cronograma das Parcelas do Não Circulante

As parcelas do Não Circulante dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
PRINCIPAL				
2021	57.394	38.964	57.394	38.964
2022	55.862	74.804	55.862	74.804
2023	51.696	72.874	51.696	72.874
Após 2023	367.248	361.717	367.248	361.717
	<u>532.199</u>	<u>548.359</u>	<u>532.199</u>	<u>548.359</u>

23.6. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Dólar US\$.....	92,36%	91,42%	92,36%	91,42%
TJLP	7,64%	8,58%	7,64%	8,58%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

23.7. Arrendamentos A Pagar

Conforme delineado na nota explicativa nº 4.30.1.1, a Companhia adotou o Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) - Arrendamentos com efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro de 2019, demonstrando os saldos de abertura e de encerramento deste exercício, conforme previsão dos itens C5 a C7 do pronunciamento. O levantamento realizado pela Administração identificou um portfólio de contratos vinculados à locação de imóveis, terrenos utilizados para armazenagem de materiais e locação de veículos.

A Administração avaliou os requisitos da norma que orientam sobre o reconhecimento do ativo/passivo de direito de uso e concluiu que os contratos avaliados preenchem estes requisitos, sendo eles: i) ativo identificado; ii) período de locação superior a 12 meses; iv) ativos não se enquadram na categoria de baixo valor; v) a arrendatária possui o poder de direcionar a utilização do ativo; e vi) o arrendador não possui direito substancial de substituição dos ativos locados.

A métrica para reconhecimento do passivo de arrendamento levou em consideração as recomendações contidas nos Ofícios Circulares CVM/SNC/SEP nº 02/2019 e CVM/SNC/SEP nº 01/2020, assim como o alinhamento entre as práticas adotadas no âmbito do setor de energia elétrica. Neste sentido, para mensurar o reconhecimento inicial do passivo de direito de uso, foram considerados os montantes das parcelas futuras ao longo da vigência de cada contrato em um fluxo de caixa descontado a valor presente na data de 1º de janeiro de 2019. Foram inseridos no fluxo de caixa, inclusive, os períodos de prorrogações anuais e as indexações por IPCA contratualmente previstas.

O modelo de fluxo de caixa a taxa de desconto de 7,62% ao ano em termos nominais, sendo esta a taxa incremental de empréstimos (IBR) identificada para o caso em que a Companhia decida captar recursos no mercado para realizar a aquisição do ativo. A taxa é formada por 100% da CDI mais *spread* de risco da Companhia, esta última avaliada em 3,25% ao ano, em termos nominais. A Administração entende que esta taxa é a que melhor reflete as características de seus contratos.

Com base nestas premissas, o valor de registro da adoção inicial do passivo de arrendamento foi de R\$17.234 (dezessete milhões, duzentos e trinta e quatro mil reais), estando apresentado a seguir a composição do seu saldo de adoção e as movimentações do exercício, que finalizou com o saldo de R\$13.963 (treze milhões, novecentos e sessenta e três mil reais).

23.7.1 – Composição do passivo de arrendamento

O perfil da carteira de contratos inseridos no escopo da norma IFRS 16 / CPC 06 (R2), assim como o saldo em 31 de dezembro de 2019, estão demonstrados a seguir:

Classificação	Prazo Médio Contratual Remanescente (em anos)	Taxa Desconto % aa	Circulante	Não Circulante	Total Passivo de Arrendamento em 31.12.2019
Imóveis	14	7,62	65	3.261	3.326
Terrenos	13	7,62	2	66	68
Veículos	4	7,62	3.640	6.930	10.570
Total			3.706	10.257	13.964

23.7.2 – Movimentação do passivo de arrendamento

A movimentação das categorias de contratos classificadas como arrendamento no escopo da nova norma está demonstrada na tabela que segue:

Categoria	Saldo em 31.12.2018	Adoção Inicial 01.01.2019	Ingressos	Baixas	Ajustes de Mensuração	Apropriação Encargos	Pagamento de Principal	Pagamento de Encargos	Saldo em 31.12.2019
CPC 06 (R2) - IFRS16									
Imóveis	-	3.373	-	-	-	258	(100)	(205)	3.326
Terrenos	-	69	-	-	-	5	(2)	(4)	68
Veículos	-	13.792	-	-	-	823	(3.169)	(875)	10.570
Total	-	17.234	-	-	-	1.086	(3.272)	(1.084)	13.964

* A Companhia não possuía saldo em 31 de dezembro de 2018 nas suas demonstrações contábeis relacionado à qualquer obrigação com arrendamento mercantil.

23.7.3 – Fluxo de pagamento do passivo de arrendamento

Os fluxos de pagamentos futuros, para as obrigações de arrendamentos que compõem as demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2019, nos termos da norma IFRS 16 / CPC 06 (R2), estão demonstrados a seguir:

Período	Principal	Encargos	Desconto no Fluxo de Caixa	Saldo Arrendamentos a Pagar
2020	3.533	823	(650)	3.706
2021	3.816	540	(174)	4.182
2022	1.969	296	(75)	2.191
2023 e seguintes	2.933	1.119	(166)	3.885
Total	12.251	2.778	(1.065)	13.964

24. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

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

O contrato SF nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, com término previsto para maio de 2031.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE					
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	24.1	224	215	224	215
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	24.3	33.604	34.814	33.604	34.814
Contrato 1254/95 - CEEEPREV		3.252	3.012	3.252	3.012
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	24.2	47.865	46.356	47.865	46.356
Contrato 1254/95 - Plano Único		3.034	2.811	3.034	2.811
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	24.4	45.050	50.147	45.050	50.147
		<u>133.029</u>	<u>137.355</u>	<u>133.029</u>	<u>137.355</u>
NÃO CIRCULANTE					
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	24.1	2.869	2.019	2.869	2.019
Provisão Plano Único	24.3	118.152	79.440	118.152	79.440
Contrato 1254/95 - Plano Único		30.591	32.569	30.591	32.569
Provisão Plano CEEEPREV	24.2	761.107	614.772	761.107	614.772
Contrato 1254/95 - CEEEPREV		32.789	34.909	32.789	34.909
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	24.4	209.015	179.404	209.015	179.404
		<u>1.154.523</u>	<u>943.113</u>	<u>1.154.523</u>	<u>943.113</u>
Total		<u>1.287.550</u>	<u>1.080.468</u>	<u>1.287.550</u>	<u>1.080.468</u>

24.1. 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.

24.2. 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 saldado 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 saldado (déficit) são suportados 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 20/98.

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.

24.3. 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.

24.4. 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 4.136/61.

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

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

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

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.

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

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

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	2019			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	3,09% a.a.	3,09% a.a.	2,37% a.a.	3,23% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	3,09% a.a.	3,09% a.a.	2,37% a.a.	3,23% 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-EMSsb-2015-M&F
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-83 male	N/A	N/A	BR-EMSsb-v.2010-m
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na 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 33 (R1).

24.6. 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

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)
Custo do serviço corrente	661	-	-	(6.398)	(5.738)	1.111	-	-	(5.098)	(3.987)
Custo de juros	(105.458)	(189)	(17.896)	(179.420)	(302.963)	(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)	(660.034)	(147.445)	82	(3.369)	(166.580)	(317.311)
Contribuições de participantes realizada no período	(2.981)	-	-	(1.509)	(4.490)	(3.404)	-	-	(1.465)	(4.869)
Benefícios pagos no período	120.820	224	45.049	153.249	319.342	117.390	215	50.148	147.307	315.059
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.518.976)	(3.093)	(254.064)	(2.453.277)	(4.229.410)	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.156.878)	-	-	(1.609.924)	(2.766.802)	(1.004.297)	-	-	(1.352.425)	(2.356.723)
Parcela do 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)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.518.976)	(3.093)	(254.064)	(2.453.277)	(4.229.410)	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)
Estatuto do Plano	Parcialmente	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Sem	Sem cobertura	Parcialmente	Parcialmente

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

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

76

24.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

Demonstração de (Ganhos)/Perdas Atuariais sobre a Obrigação atuarial	2019							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEPPREV 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
Varição								
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	206.705	13,6%	401	13,0%	21.061	8,3%	399.025	16,0%
Alteração na tabela 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	238.002	15,7%	894	28,9%	51.667	20,4%	369.472	15,1%

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2019	
	Plano Único	CEEPPREV 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%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2019							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEPPREV 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%

25. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE				
Conta de Desenvolv. Energético - Quota da CDE	7.591	12.314	7.591	12.314
RGR - Conta de Fornecedor a Pagar	134	279	134	279
Recursos P&D	48.182	46.059	48.182	46.059
Recursos FNDCT	711	740	711	740
Recursos MME	355	370	355	370
	<u>56.974</u>	<u>59.762</u>	<u>56.974</u>	<u>59.762</u>
NÃO CIRCULANTE				
Recursos P&D	19.764	14.371	19.764	14.371
	<u>19.764</u>	<u>14.371</u>	<u>19.764</u>	<u>14.371</u>

25.1. Programa Pesquisa e Desenvolvimento

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

Ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$12.251 referente ao P&D (vide nota explicativa nº 9.1).

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

26. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária que na avaliação da Administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, atribuem riscos prováveis, possíveis e remotos. As contingências são atualizadas pelo TR (taxa referencial) mais 1% juros ao mês. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	CONTROLADORA							
	31/12/2019				31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	148.540	83.169	4.735	236.444	139.615	77.121	5.067	221.803
Riscos Possíveis/ Remotos ..	42.958	101.579	804	145.341	42.755	3.882	66	46.703
	191.498	184.748	5.539	381.785	182.370	81.003	5.133	268.506

26.1. Composição dos processos de riscos prováveis

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

	CONTROLADORA							
	31/12/2019							
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	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	4.735	202.667				
Subtotal Riscos Prováveis	148.540	83.169	4.735	236.444				
(-) Depósitos judiciais.....	(39.343)	(47)	(10)	(39.400)				
Total não circulante	77.564	80.978	4.725	163.267				
Total geral	109.197	83.122	4.725	197.044				
	CONSOLIDADO							
	31/12/2019							
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante								
Saldo da provisão.....	31.633	2.144	-	33.777				
Passivo não circulante								
Saldo da provisão.....	119.628	81.025	4.735	205.388				
Subtotal Riscos Prováveis	151.261	83.169	4.735	239.165				
(-) Depósitos judiciais.....	(39.343)	(47)	(10)	(39.400)				
Total não circulante	80.285	80.978	4.725	165.988				
Total geral	111.917	83.122	4.725	199.765				
	CONTROLADORA							
	31/12/2018							
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	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	184.655				
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				
	CONSOLIDADO							
	31/12/2018							
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante								
Saldo da provisão.....	36.708	440	-	37.148				
Passivo não circulante								
Saldo da provisão.....	105.628	76.681	5.067	187.376				
Subtotal Riscos Prováveis	142.336	77.121	5.067	224.524				
(-) Depósitos judiciais.....	(34.766)	(57)	(14)	(34.837)				
Total não circulante	70.862	76.624	5.053	152.539				
Total geral	107.570	77.064	5.053	189.687				

26.2. Movimentação da provisão para contingências

CONTROLADORA				
Movimentação da Provisão para Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2018	104.849	77.064	5.053	186.966
(+) Novos Ingressos	70.716	1.234	6	71.956
(-) Pagamentos	(31.834)	(3.347)	(7)	(35.188)
(-) Montantes Revertidos	(44.948)	(3.286)	(448)	(48.682)
(+) Atualização Monetária	14.991	11.447	117	26.555
(+/-) Montantes Depositados	(4.578)	11	4	(4.563)
(=) Saldo Final Dezembro/2019	109.196	83.123	4.725	197.044

CONSOLIDADO				
Movimentação da Provisão para Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2018	107.570	77.064	5.053	189.687
(+) Novos Ingressos	70.716	1.234	6	71.956
(-) Pagamentos	(31.834)	(3.347)	(7)	(35.188)
(-) Montantes Revertidos	(44.948)	(3.286)	(448)	(48.682)
(+) Atualização Monetária	14.991	11.447	117	26.555
(+/-) Montantes Depositados	(4.578)	11	4	(4.563)
(=) Saldo Final Dezembro/2019	111.917	83.123	4.725	199.765

26.3. Natureza das ações

26.3.1. Trabalhistas

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

26.3.2. Cíveis

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

26.3.3 Tributárias

O saldo provisionado de R\$5.129 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A Companhia busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

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

26.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$804.

65.3.3.2. Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRF)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$38.236 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98.

27. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE				
Comp. Financ para Utilização de Recursos Hídricos	103	99	103	99
Obrigações com Obras da Transmissão	7.500	12.140	7.500	12.140
Acordo Judicial Trabalhista	-	267	-	267
Conta Gráfica	1.027	-	1.027	-
Outros Credores	7.104	7.137	7.474	12.399
	<u>15.735</u>	<u>19.643</u>	<u>16.105</u>	<u>24.905</u>
NÃO CIRCULANTE				
Provisão Auto de Infração	5.003	4.903	5.003	4.903
Acordo Judicial Trabalhista	1.200	1.200	1.200	1.200
Comercialização de Energia na CCEE	50.741	47.281	50.741	47.281
Outros Credores	7.938	5.057	63.927	61.957
	<u>64.882</u>	<u>58.441</u>	<u>120.871</u>	<u>115.341</u>

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

O valor de R\$50.741 (R\$47.281 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

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

28. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

28.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

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

28.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Reconhecimento do Custo Atribuído	36.667	46.163	36.667	46.163
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	13.253	161	13.253	161
Exclusão Temporária - NTNB	52.306	39.425	52.306	39.425
Exclusão Temporária - Atualização da Indenização	1.111.501	1.272.575	1.111.501	1.272.575
Exclusão Temporária - Arrendamentos (IFRS 16)	13.845	-	13.845	-
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	1.213.727	1.358.324	1.213.727	1.358.324
IR e CS (Alíquota 34%)	417.375	461.830	417.375	461.830
IR e CS (Redutor 30% - RIR/99, Art.261)	-	(133.840)	-	(133.840)
Total do Passivo Fiscal Diferido	<u>417.375</u>	<u>327.990</u>	<u>417.375</u>	<u>327.990</u>

O valor dessas diferenças temporárias tributáveis constitui-se preponderantemente da importância relativa à indenização dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE).

Os valores relativos à redução de 30%, a título de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL, não foram aplicados no exercício de 2019, tendo em vista o reconhecimento integral dos créditos fiscais da Companhia.

O montante desse passivo fiscal diferido, referente a Imposto de Renda e Contribuição Social incidentes sobre as diferenças temporárias tributáveis foi calculado à alíquota de 34%, nos termos da legislação tributária. O valor reconhecido totaliza, em 30 de dezembro de 2019, R\$417.374.

28.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais

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

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT foi incrementado na importância de R\$181.385, comparativamente ao exercício de 2018. O valor do crédito tributário totaliza, em 31 de dezembro de 2019, R\$251.780.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	256.155	226.307	256.155	226.307
Provisão para Contingências Trabalhistas	109.197	104.849	109.197	104.849
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	83.335	77.676	83.335	77.676
Direito de Uso - IFRS 16 / CPC 06	13.964	-	13.964	-
Total das Diferenças Temporárias	462.650	408.832	462.651	408.832
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	157.301	139.003	157.301	139.003
Base Negativa da CSLL	15.717	228.080	15.717	228.080
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	1.415	20.527	1.415	20.527
Prejuízos Fiscais do IRPJ	372.256	574.792	372.256	574.792
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	93.064	143.698	93.064	143.698
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	94.479	164.225	94.479	164.225
Crédito Fiscal não Reconhecido.....	-	(232.833)	-	(232.833)
Saldo Contábil.....	251.780	70.395	251.780	70.395
Saldo Contábil Diferenças Temporárias.....	157.301	28.334	28.334	28.334
Saldo Contábil Crédito Fiscal s/PF do IRPJ e BN da CSLL	94.479	42.061	42.061	42.061
Saldo Contábil Total.....	251.780	70.395	70.395	70.395

28.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Débitos Tributários Diferidos.....	417.375	327.990	417.375	327.990
Créditos Tributários Diferidos.....	(251.780)	(70.395)	(251.780)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	165.595	257.595	165.595	257.595

28.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

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

As estimativas de recuperação dos créditos fiscais foram suportadas pelas projeções dos lucros tributáveis levando em consideração diversas premissas financeiras e de negócios consideradas no encerramento do exercício de 2019. Nesse sentido, essas estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões. Portanto, não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimentos.

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Exercício de 2019.....	-	49.413	-	49.413
Exercício de 2020.....	34.942	44.530	34.942	44.530
Exercício de 2021.....	30.780	43.289	30.780	43.289
Exercício de 2022.....	25.530	50.566	25.530	50.566
Exercício de 2023.....	18.866	32.687	18.866	32.687
Exercício de 2024.....	31.700	33.727	31.700	33.727
A partir do Exercício de 2025.....	23.777	3.383	23.777	3.383
	<u>165.595</u>	<u>257.595</u>	<u>165.595</u>	<u>257.595</u>

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

29.1. Capital Social

O Capital Social é representado por 9.680.746 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 9.516.732 ações ordinárias e 164.014 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Companhia no montante de R\$915.632, com a seguinte composição:

	CONTROLADORA						CONTROLADORA	
	31/12/2019						31/12/2018	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR.....	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92	6.380.821	67,05
ELETOBRAS.....	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59	3.067.035	32,23
Ações Pulverizadas.....	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150	0,56	33.528	0,35
Outros.....	35.348	0,37	54.666	33,33	90.014	0,93	35.348	0,37
	<u>9.516.732</u>	<u>100,00</u>	<u>164.014</u>	<u>100,00</u>	<u>9.680.746</u>	<u>100,00</u>	<u>9.516.732</u>	<u>100,00</u>

29.2. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2019	31/12/2018
Varição líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes.....	13.253	161
Custo atribuído dos Ativos de Geração.....	24.200	30.468
Perda Atuarial.....	(933.082)	(701.395)
Adoção CPC 47.....	133.288	183.303
	<u>(762.341)</u>	<u>(487.463)</u>

29.3. Reserva de Lucros

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

29.3.1. 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 a Companhia destinou R\$21.970, totalizando R\$53.146.

29.3.2. Reserva de Lucros a Realizar

A Companhia considerou que os valores de RBSE que causaram impacto no resultado, seguem a aplicação do ICPC 01 (R1) e não compõem a parcela realizada do lucro líquido do exercício, destinando o resultado desta operação para reserva de lucros a realizar. A designação desta reserva acontece para demonstrar que a realização deste lucro só ocorrerá em exercícios futuros, e quando realizado, caso a reserva não seja absorvida por prejuízos posteriores, a Companhia destinará seu saldo para aumento de capital, distribuição de dividendo ou constituição de outras reservas de lucros, conforme proposta da Administração. A reserva de lucros a realizar totalizava o montante de R\$194.505, que em dezembro de 2018 passou a fazer parte dos Dividendos não distribuídos.

29.3.3. Dividendos Não Distribuídos

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia constituiu o montante de R\$604.136 registrados a título de Reserva Especial de Dividendos Remanescentes à Disposição da AGO e em 2018 R\$237.440. Em 2019 foi destinado R\$104.356 totalizando R\$945.932.

Estes dividendos serão pagos conforme disponibilidade de caixa, de acordo com a Lei 6.404, artigo 202, §4º.

29.3.4. Reserva Estatutária

O estatuto da Companhia determina a destinação de 10% do lucro líquido com a finalidade de expansão das instalações, tendo por limite 10% do Capital Social. Em 2018 a Companhia destinou o montante de R\$21.522 para esta reserva, totalizando R\$62.354. Em 2019 com a alteração do Estatuto Social da CEEE-GT a Reserva Estatutária foi extinta.

29.3.5. Reserva de Retenção de Lucros

A Administração propõe a constituição da Reserva de Retenção de Lucros no montante de R\$ 208.712 que se destina a atender o orçamento de capital.

29.4 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.

29.5. Reserva de Capital

Em 2019 o montante das reservas de lucros, desconsiderando a rubrica de Reserva Especial – Dividendo não Distribuído, superou o Capital Social da Companhia. De acordo com o artigo 199 da Lei nº 6.404/1976, a Administração da Companhia propôs um aumento de capital com o excesso destas reversas no montante de R\$650.000, a ser ratificada na Assembleia Geral Ordinária.

29.6. Ajuste de Exercícios Anteriores

O saldo de (R\$343) refere-se a ajustes de equivalência patrimonial de exercícios anteriores registrados no Patrimônio Líquido de acordo com CPC 23.

30. LUCRO POR AÇÃO

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

Os saldos compõem-se de:

30.1. Básico

	31/12/2019		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	384.602	6.628	391.230
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Lucro Líquido Básico e Diluído por Ação - R\$	40,41	40,41	40,41
	31/12/2018		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	170.448	2.938	173.386
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Lucro Líquido Básico e Diluído por Ação - R\$	17,91	17,91	17,91

30.2. Diluído

	31/12/2019	31/12/2018
Lucro/(Prejuízo) para as ações ordinárias.....	384.602	170.448
Lucro/(Prejuízo) para as ações preferenciais.....	6.628	2.938
	391.230	173.386
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	9.680.746	9.680.746
Lucro/(Prejuízo) Diluído por Ação - R\$	40,41	17,91

31. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Receita Bruta				
Suprimento de Energia Elétrica	386.405	339.272	386.563	339.565
Disponibilização do Sistema de Transmissão	875.696	841.369	877.317	841.722
Amortização Ativo Financeiro e Contratual.....	(413.372)	(418.586)	(413.372)	(418.586)
Remuneração do Ativo Financeiro e Contratual.....	275.384	205.476	302.525	230.513
Energia Elétrica de Curto Prazo	95.095	100.139	95.095	100.139
Receita de Construção	76.576	118.017	91.818	141.180
	1.295.784	1.185.687	1.339.946	1.234.533
Deduções da Receita				
ICMS/ISS	(803)	-	(803)	-
PIS/COFINS	(118.032)	(111.267)	(118.800)	(111.415)
Quota RGR	(2.479)	(3.025)	(2.479)	(3.025)
Outros Encargos	(15.929)	(12.781)	(15.929)	(12.781)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(11.056)	(10.698)	(11.056)	(10.698)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(74.300)	(48.320)	(74.300)	(48.320)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hidr -CFURH	(25.812)	(21.775)	(25.812)	(21.775)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(3.202)	(3.087)	(3.202)	(3.087)
	(251.613)	(210.953)	(252.381)	(211.101)
Receita Operacional Líquida	1.044.171	974.734	1.087.565	1.023.432

31.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$386.405 (R\$339.272 em 31 de dezembro de 2018) refere-se às receitas provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre – CCEALs e pela disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas.

31.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$875.696 (R\$841.369 em 31 de dezembro de 2018) refere-se às receitas derivadas da prestação de serviços de transmissão. Estas receitas que contemplam a quota de reintegração, a remuneração do capital investido, a operação e manutenção dos ativos de infraestrutura de transmissão.

31.3. Remuneração do Ativo Financeiro e Contratual

O valor de R\$275.384 (R\$205.476 em 31 de dezembro de 2018) é composto pela atualização do ativo financeiro relativa aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente – RBSE e também pela atualização do Ativo Contratual referente às novas instalações de transmissão – RBNI e novos investimentos em usinas de geração que operam em regime de cotas.

32. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Energia Elétrica de Curto Prazo	(8.315)	(241)	(8.315)	(241)
Recontabilizações CCEE	(136)	(51.873)	(136)	(51.873)
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	(40.982)	(70.242)	(40.982)	(70.242)
Encargo de Uso do Sistema	(56.384)	(53.681)	(56.384)	(53.681)
	<u>(105.817)</u>	<u>(176.037)</u>	<u>(105.817)</u>	<u>(176.037)</u>

33. CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

33. 1. Controladora

Os saldos compõem-se de:

	CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS				DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS				OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS				TOTAL	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Pessoal e Administradores														
Remuneração e Encargos	164.194	165.854	-	-	28.958	29.548	-	-	-	-	193.152	195.401		
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	73.732	72.758	-	-	33.490	35.047	-	-	-	-	107.223	107.804		
INSS - Empregador	30.496	30.896	-	-	5.440	4.983	-	-	-	-	35.938	35.879		
Administradores	343	307	-	-	524	660	-	-	-	-	866	967		
Subtotal Pessoal / Administradores	268.765	269.815	-	-	68.413	70.238	-	-	-	-	337.178	340.053		
Empréstimo Fundação ELETROCEE	7.010	7.445	-	-	-	-	-	-	-	-	7.010	7.445		
Total Pessoal e Administradores	275.775	277.260	-	-	68.413	70.238	-	-	-	-	344.188	347.497		
Material	6.508	1.590	-	-	795	332	-	-	-	-	7.303	1.923		
Serviço de Terceiros	41.871	35.725	-	-	9.932	8.836	-	-	-	-	51.804	44.561		
Depreciação e Amortização	20.085	21.073	-	-	10.012	2.820	-	-	-	-	30.097	23.892		
Depreciação do Ativo de Direito de Uso	3.389	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.389	-		
Custo de Construção	76.576	118.017	-	-	-	-	-	-	-	-	76.576	118.017		
Despesas de Locação	1.865	5.936	-	-	243	233	-	-	-	-	2.108	6.169		
Seguros	4	3	-	-	200	200	-	-	-	-	204	203		
Tributos	2.213	2.008	-	-	5.401	824	-	-	-	-	7.614	2.833		
Provisão para Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa.....	-	-	1.306	(26)	-	-	-	-	-	-	1.306	(26)		
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.293	50.796		
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.279	(1.098)		
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(377)	1.481		
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.655	1.655		
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.333	209		
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.461	(2.030)		
Outros	40	23	-	-	807	354	-	-	-	-	(16.786)	(1.733)		
TOTAL	428.326	461.635	1.306	(26)	95.803	83.836	46.203	48.903	571.637	594.348				

33. 2. Consolidado

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	164.194	165.854	-	-	29.623	29.998	-	-	193.817	195.852
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	73.732	72.758	-	-	33.490	35.047	-	-	107.222	107.805
INSS - Empregador	30.496	30.896	-	-	5.440	4.983	-	-	35.936	35.879
Administradores	343	307	-	-	524	660	-	-	867	967
Subtotal Pessoal / Administradores	268.765	269.815	-	-	69.077	70.688	-	-	337.842	340.503
Empréstimo Fundação ELETROCEE	7.010	7.445	-	-	-	-	-	-	7.010	7.445
Total Pessoal e Administradores	275.775	277.260	-	-	69.077	70.688	-	-	344.852	347.948
Material	6.508	1.590	-	-	795	332	-	-	7.303	1.923
Serviço de Terceiros	46.115	36.227	-	-	10.587	9.703	-	-	56.703	45.930
Depreciação e Amortização	20.085	21.073	-	-	10.012	2.820	-	-	30.097	23.892
Depreciação do Ativo de Direito de Uso	3.389	-	-	-	-	-	-	-	3.389	-
Custo de Construção	108.527	161.176	-	-	-	-	-	-	108.527	161.176
Despesas de Locação	1.865	5.936	-	-	243	233	-	-	2.108	6.169
Seguros	4	3	-	-	222	222	-	-	226	225
Tributos	2.213	2.008	-	-	5.837	870	-	-	8.050	2.879
Provisão para Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa.....	-	-	1.306	(26)	-	-	-	-	1.306	(26)
Provisão para Contingência Trabalhista	-	2.721	-	-	-	-	40.293	50.796	40.293	53.517
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	11.279	(1.098)	11.279	(1.098)
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	(377)	1.481	(377)	1.481
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	-	1.655	-	1.655
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	5.333	209	5.333	209
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	6.461	(2.030)	6.461	(2.030)
Outros	29.919	482	-	-	1.677	595	(16.377)	(1.673)	15.219	(596)
TOTAL	494.400	508.476	1.306	(26)	98.450	85.463	46.612	49.340	640.768	643.253

34. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
OUTRAS RECEITAS				
Ganho nas Alienações	3.708	1.826	3.708	1.826
Receita de Prestação de Serviços	15.304	11.594	15.304	11.594
Compartilhamento de Infraestrutura.....	3.157	-	3.157	-
Outras	174	865	174	865
	<u>22.343</u>	<u>14.285</u>	<u>22.343</u>	<u>14.285</u>
OUTRAS DESPESAS				
Perdas na Alienação e Desat. de Bens e Direitos	(1.548)	(6.852)	(1.548)	(6.852)
Outras	(581)	2.254	(581)	2.254
	<u>(2.129)</u>	<u>(4.598)</u>	<u>(2.129)</u>	<u>(4.598)</u>

35. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITAS FINANCEIRAS				
Renda de Aplicações Financeiras.....	15.512	22.195	15.512	22.433
Receitas Financeiras com Parcelamentos	5.463	8.193	5.463	8.193
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos.	102.402	104.352	102.402	104.352
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais.....	3.258	4.476	3.258	4.476
Atualização das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	11.123	27.385	11.123	27.385
Outras Receitas Financeiras	20.371	4.375	20.497	4.375
Total Receita Financeira	<u>158.129</u>	<u>170.976</u>	<u>158.254</u>	<u>171.214</u>
DESPESAS FINANCEIRAS				
Encargos de Dívidas	(24.373)	(20.873)	(24.373)	(21.063)
Encargos Sobre Arrendamentos.....	(1.086)	-	(1.086)	-
Despesas Financeiras com P&D	(3.093)	(3.285)	(3.093)	(3.285)
Despesa Financeira com Tributos.....	(1.134)	(2.536)	(1.134)	(2.536)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos.	(124.924)	(177.703)	(124.924)	(177.703)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notif.....	(2)	(301)	(2)	(301)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(22.134)	(12.654)	(22.134)	(12.654)
Despesa Financeira Recontabilização CCEE.....	(2.848)	(34.241)	(2.848)	(34.241)
Outras Despesas Financeiras	(9.620)	(1.357)	(10.575)	(1.426)
Total Despesa Financeira	<u>(189.214)</u>	<u>(252.950)</u>	<u>(190.169)</u>	<u>(253.209)</u>
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	<u>(31.085)</u>	<u>(81.974)</u>	<u>(31.915)</u>	<u>(81.995)</u>

36. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018:

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	31/12/2019		31/12/2018	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	400.093	400.093	222.603	222.603
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	42.010	25.206	23.373	14.024
IRPJ - Adicional de 10%	27.983	-	15.558	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	69.992	25.206	38.931	14.024
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	20.613	7.421	34.885	12.558
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	(4.208)	(1.516)	(7.344)	(2.644)
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	172	62	649	234
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	86.569	31.173	67.121	24.172
Incentivo PAT = 4%.....	(2.078)	-	(1.611)	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(246)	-	(359)	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	84.245	31.173	65.151	24.172
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(37.510)	(9.148)	(29.106)	(10.478)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Prejuízos Fiscais	(57.809)	(8.220)	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	4.509	1.623	(384)	(138)
IR CS Diferidos	(90.810)	(15.745)	(29.490)	(10.616)
Total IRPJ e CSLL	(6.565)	15.428	35.661	13.556

As controladas Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB e Complexo Eólico Povo Novo apuram os referidos tributos através da metodologia de apuração do Lucro Presumido, totalizando a controlada TESB em 31 de dezembro de 2019 a despesa de R\$454, referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social.

37. INFORMAÇÕES POR SEGMENTOS

Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 22 apresentamos as Informações das Unidades de Negócio: Geração e Transmissão. A coluna eliminações refere-se a operações entre os segmentos Geração e Transmissão.

37.1. Balanço Patrimonial

37.1.1. Ativo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
ATIVO	1.745.667	1.664.181	3.629.918	3.580.725	(329.198)	(266.533)	5.046.387	4.978.373
CIRCULANTE	333.820	440.346	1.078.010	1.205.563	(329.198)	(266.533)	1.082.632	1.379.376
Caixa e Equivalentes de Caixa	303.708	181.773	7.654	423	-	-	311.362	182.196
Investimentos em Títulos do Governo.....	32.644	25.088	86.496	77.646	-	-	119.140	102.734
Concessionárias e Permissonárias.....	26.205	19.833	84.185	81.500	-	-	110.390	101.333
Tributos a Recuperar.....	742	14.347	1.285	7.770	-	-	2.027	22.117
Estoques.....	8.986	14.483	11.370	13.026	-	-	20.356	27.509
Ativo de Concessão - Contratual.....	6.277	6.106	116.400	110.784	-	-	122.677	116.890
Ativo de Concessão - Financeiro.....	-	-	319.357	282.770	-	-	319.357	282.770
Pagamentos Antecipados.....	-	443	1.573	632	-	-	1.573	1.075
Investimentos Mantidos para Venda.....	(88.981)	110.721	88.981	334.846	-	-	-	445.567
Outros Créditos a Receber.....	44.240	67.552	360.708	296.166	(329.198)	(266.533)	75.750	97.185
NÃO CIRCULANTE	1.411.847	1.223.835	2.551.908	2.375.162	-	-	3.963.755	3.598.997
Tributos a Recuperar	5	6	-	-	-	-	5	6
Aplicações Financeiras.....	7	9	-	-	-	-	7	9
Depósitos Judiciais.....	9.993	18.898	35.552	26.824	-	-	45.545	45.722
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.....	14.455	7.037	107.226	71.031	-	-	121.681	78.068
Ativo de Concessão - Contratual.....	145.940	130.331	678.952	642.093	-	-	824.892	772.424
Ativo de Concessão - Financeiro.....	-	-	1.254.969	1.412.735	-	-	1.254.969	1.412.735
Bens e Direitos Dest. à Alienação e Bens de Renda.....	1.708	1.709	395	395	-	-	2.103	2.104
Outros Créditos a Receber.....	371.505	371.615	5.561	5.636	-	-	377.066	377.251
Investimentos.....	382.121	184.983	380.522	140.082	-	-	762.643	325.065
Imobilizado.....	449.845	468.004	76.120	74.913	-	-	525.965	542.917
Direito de Uso	3.742	-	10.103	-	-	-	13.845	-
Intangível.....	32.525	41.243	2.509	1.453	-	-	35.034	42.696

37.1.2. Passivo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
PASSIVO	1.745.667	1.664.181	3.629.918	3.580.725	(329.198)	(266.533)	5.046.387	4.978.373
CIRCULANTE	534.633	486.660	297.725	413.969	(329.198)	(266.533)	503.161	634.096
Fornecedores.....	16.987	109.915	21.206	27.282	-	-	38.193	137.197
Obrigações Trabalhistas.....	(6.463)	(1.867)	50.375	37.628	-	-	43.912	35.761
Obrigações Fiscais.....	11.947	928	18.272	26.511	-	-	30.219	27.439
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	12.241	10.752	28.814	28.232	-	-	41.055	38.984
Arrendamentos a Pagar.....	536	-	3.170	-	-	-	3.706	-
Provisão para Benefícios a Empregados.....	66.653	62.379	66.376	74.976	-	-	133.029	137.355
Obrigações da Concessão.....	19.344	18.574	37.630	41.188	-	-	56.974	59.762
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	9.247	8.938	24.530	28.210	-	-	33.777	37.148
Outros Passivos.....	347.418	277.040	(2.485)	9.136	(329.198)	(266.533)	15.735	19.643
Dividendos Obrigatórios.....	56.724	-	49.836	140.806	-	-	106.561	140.806
NÃO CIRCULANTE	868.199	804.535	1.242.287	1.167.162	-	-	2.110.486	1.971.697
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	125.067	132.132	407.132	416.227	-	-	532.199	548.359
Arrendamento a Pagar.....	3.225	-	7.032	-	-	-	10.257	-
Provisão para Benefícios a Empregados.....	606.995	503.894	547.528	439.219	-	-	1.154.523	943.113
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	108.649	102.866	54.618	46.952	-	-	163.267	149.818
Obrigações da Concessão.....	8.095	6.060	11.669	8.311	-	-	19.764	14.371
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos.....	(42.938)	4.154	208.533	253.441	-	-	165.595	257.595
Outros Passivos.....	59.106	55.428	5.775	3.012	-	-	64.881	58.441
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	342.835	372.987	2.089.905	1.999.593	-	-	2.432.740	2.372.580
Capital Social.....	97.789	97.790	817.844	817.843	-	-	915.633	915.633
Reserva de Capital.....	353.295	-	296.705	-	-	-	650.000	-
Outros Resultados Abrangentes.....	(307.322)	(193.964)	(455.019)	(293.499)	-	-	(762.341)	(487.463)
Reserva Legal.....	16.499	7.575	36.647	23.601	-	-	53.146	31.176
Reserva Estatutária.....	(24.775)	15.153	24.775	47.201	-	-	-	62.354
Reserva Especial de Lucros a Realizar.....	113.441	-	95.271	-	-	-	208.712	-
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....	106.151	139.273	839.782	702.303	-	-	945.932	841.576
Reserva de Incentivos Fiscais.....	(12.244)	307.160	433.901	702.144	-	-	421.658	1.009.304

37.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	433.110	419.526	614.086	558.124	(3.025)	(2.915)	1.044.171	974.734
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(235.605)	(324.646)	(301.564)	(315.941)	3.025	2.915	(534.143)	(637.672)
Custo com Energia Elétrica.....	(108.842)	(178.952)	-	-	3.025	2.915	(105.817)	(176.037)
Custo com Energia Elétrica.....	(49.433)	(122.356)	-	-	-	-	(49.433)	(122.356)
Encargo de Uso do Sistema.....	(59.409)	(56.596)	-	-	3.025	2.915	(56.384)	(53.681)
Custo de Operação.....	(126.762)	(145.694)	(301.564)	(315.941)	-	-	(428.326)	(461.635)
Pessoal e Administradores.....	(70.234)	(73.643)	(205.540)	(203.616)	-	-	(275.774)	(277.259)
Material.....	(1.249)	(1.220)	(5.259)	(370)	-	-	(6.508)	(1.590)
Serviço de Terceiros.....	(11.587)	(9.369)	(30.284)	(26.356)	-	-	(41.871)	(35.725)
Depreciação e Amortização.....	(17.065)	(17.944)	(3.020)	(3.129)	-	-	(20.085)	(21.073)
Depreciação do Ativo de Direito de Uso.....	(487)	-	(2.902)	-	-	-	(3.389)	-
Custo de Construção.....	(24.447)	(41.857)	(52.129)	(76.160)	-	-	(76.576)	(118.017)
Outros.....	(1.693)	(1.661)	(2.430)	(6.310)	-	-	(4.123)	(7.971)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO	197.505	94.879	312.523	242.182	-	-	510.028	337.062
Despesas Operacionais.....	(69.889)	(58.363)	(73.423)	(74.350)	-	-	(143.312)	(132.713)
Outras Receitas.....	9.661	6.945	12.682	7.340	-	-	22.343	14.285
Outras Despesas.....	(2.832)	(34)	703	(4.564)	-	-	(2.129)	(4.598)
RESULTADO DO SERVIÇO	134.445	43.428	252.485	170.608	-	-	386.930	214.036
Resultado de Participações Societárias.....	80.241	77.805	(35.991)	12.736	-	-	44.249	90.541
Receita(Despesa) Financeira.....	9.446	(28.329)	(40.531)	(53.644)	-	-	(31.085)	(81.973)
Rendas de Aplicações Financeiras.....	15.329	21.965	183	231	-	-	15.512	22.195
Variações Monetárias de Empréstimos e Financ.....	(2.374)	(3.851)	(7.135)	(26.624)	-	-	(9.509)	(30.474)
Encargos de Dívidas.....	(6.047)	(8.110)	(18.326)	(17.641)	-	-	(24.373)	(25.751)
Encargos Sobre Arrendamentos.....	(295)	-	(791)	-	-	-	(1.086)	-
Outras Receitas/Despesas Financeiras.....	2.833	(38.333)	(14.462)	(9.610)	-	-	(11.629)	(47.943)
RESULTADO ANTES DO IR E CS	224.131	92.903	175.963	129.700	-	-	400.094	222.603
Imposto de Renda Corrente.....	(30.109)	(7.693)	(54.136)	(57.458)	-	-	(84.245)	(65.151)
Imposto de Renda Diferido.....	37.495	105	53.315	29.385	-	-	90.810	29.490
Contribuição Social Corrente.....	(11.131)	(3.391)	(20.042)	(20.781)	-	-	(31.173)	(24.172)
Contribuição Social Diferido.....	8.955	38	6.789	10.578	-	-	15.744	10.616
PREJUÍZO DO PERÍODO	229.340	81.962	161.890	91.424	-	-	391.230	173.386
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$.....	0,59	0,05	0,42	0,08	-	-	1,01	17,91
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$.....	0,59	0,05	0,42	0,08	-	-	1,01	17,91

38. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

O controlador da CEEE-GT é o Estado do Rio Grande do Sul, pois detém indiretamente, através da participação de 99,99% nas ações da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações CEEE-Par, 65,92% do capital social da Companhia.

Além das operações com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul, a CEEE-GT mantém transações com outras entidades governamentais e Companhias sobre o controle comum, no curso de suas atividades operacionais, tais como: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D E Banco do Estado do Rio Grande do Sul – BANRISUL.

As transações da Companhia com suas controladas, coligadas, sociedades de propósito específico e entidades governamentais são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas, quando aplicável.

As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores.

As principais transações com partes relacionadas:

Governo do Estado do Rio Grande do Sul

Caixa e Equivalentes de Caixa:

A Companhia mantém no Ativo Circulante em Caixa e Equivalentes de Caixa conta de aplicação financeira no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC do Governo do Estado do Rio Grande do Sul no Banco do Rio Grande do Sul – BANRISUL, vide nota explicativa nº 5.2.

Cedência de funcionários:

Refere-se à cedência de funcionários às Prefeituras Municipais do Estado do Rio Grande do Sul. O saldo constitui-se de remunerações (salários, férias, e subsídio de Natal - 13º salário), e não está sujeito a encargos financeiros e não foi concedida garantia ao credor.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Concessionárias e Permissionárias:

Os saldos das operações de energia elétrica comprada para revenda e encargo de uso do sistema são realizados em conformidade com as tarifas aprovadas pela ANEEL e pelo ONS.

Cedência de funcionários:

Refere-se à cedência de funcionários à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D. O saldo constitui-se de remunerações (salários, férias e 13º salário), e não está sujeito a encargos financeiros e não foi concedida garantia ao credor.

Contrato de Mútuo:

A CEEE-D é mutuária do contrato com a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (mutuante). Vide nota explicativa nº 10.

Conta Gráfica:

Refere-se aos saldos de despesas administrativas e bloqueios judiciais realizados entre as contas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D e da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-PAR.

Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE

A Companhia através da Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE - concede aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, vide nota explicativa nº 24.

Contribuição Patrocinadora:

Refere-se a parcela de responsabilidade da CEEE-D sobre os planos de previdência complementar CEEEPREV e Plano Único. Vide nota explicativa nº 24.2 e 24.3.

Empréstimo:

Contrato SF nº 1254/95 de confissão de dívida por contribuições não pagas com renegociação feita em maio de 2013 e carência até junho de 2018, com reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, e término previsto para maio de 2031. Durante a carência a Companhia realizou o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Despesa operacional - Pessoal:

As despesas operacionais são relacionadas às contribuições da Patrocinadora dos Planos de Benefícios Previdenciários.

Controladas

Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB

A TESB foi constituída em janeiro de 2014. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 92,63% do capital integralizado, conforme nota explicativa nº 17.3.

Complexo Eólico Povo Novo

A CEEE-GT detém o controle acionário das Sociedades de Propósito Específico Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., constituídas em fevereiro de 2014. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 99,99%, conforme nota explicativa nº 17.3.

Custos a Reembolsar:

Referem-se aos contratos de prestação de serviços, os quais tratam do escopo de revisões, acompanhamento técnico de engenharia, financeiro, administrativo, ambiental e avaliações de áreas e fiscalizações das obras.

UHE Dona Francisca

A CEEE-GT comercializa a energia correspondente à sua participação detendo o direito de exploração hidrelétrica, pois é responsável pela operação da Usina, recebendo da UHE Dona Francisca o reembolso dos custos pagos na proporção de participante no Empreendimento, amortizando o valor do investimento com o montante de energia elétrica recebida e comercializada.

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA							
		31/12/2019							
	Nota	Governo do	Companhia	ELETROBRAS	Fundação	TESB	CEPN	UHE Dona	Total
	Explicativa	Estado do	Estadual		ELETROCEE			Francisca	
		Rio Grande	Distribuição						
		do Sul	Energia Elétrica						
Ativo									
Caixa e equivalente de caixa	5	309.727	-	-	-	-	-	-	309.727
Concessionárias e Permissonárias	6	-	10.952	-	-	-	-	-	10.952
Cedência de funcionários	9	421	59	-	-	-	-	-	480
Mútuo CEEE-D	10	-	373.164	-	-	-	-	-	373.164
Outros (custos a Reembolsar)	9	-	-	-	-	15.421	911	-	16.332
		<u>310.147</u>	<u>384.174</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>15.421</u>	<u>911</u>	<u>-</u>	<u>710.654</u>
Passivo									
Contribuição Patrocinadora	24	-	-	-	81.469	-	-	-	81.469
Conta Gráfica	27	-	1.027	-	-	-	-	-	1.027
Empréstimo circulante	24	-	-	-	6.287	-	-	-	6.287
Empréstimo não circulante	24	-	-	-	63.380	-	-	-	63.380
		<u>-</u>	<u>1.027</u>	<u>-</u>	<u>151.136</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>152.164</u>
Resultado									
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	-	-	2.699	2.699
Suprimento de Energia Elétrica		-	4.116	-	-	-	-	-	4.116
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	86.457	-	-	-	-	-	86.457
Despesa operacional - Pessoal		-	-	-	(2.348)	-	-	-	(2.348)
Receita financeira		<u>12.604</u>	<u>21.663</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>34.267</u>
		<u>12.604</u>	<u>112.236</u>	<u>-</u>	<u>(2.348)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.699</u>	<u>125.192</u>

		CONTROLADORA					
		31/12/2018					
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	181.036	-	-	-	-	181.036
Concessionárias e Permissionárias	6	-	9.071	-	-	-	9.071
Cedência de funcionários	9	450	58	-	-	-	508
Conta Gráfica	9	-	2.437	-	-	-	2.437
Mútuo CEEE-D	9	-	373.240	-	-	-	373.240
		<u>181.486</u>	<u>384.806</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>566.292</u>
Passivo							
Contribuição Patrocinadora	25	-	-	-	81.170	-	81.170
Empréstimo circulante	25	-	-	-	5.823	-	5.823
Empréstimo não circulante	25	-	-	-	67.479	-	67.479
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>154.472</u>	<u>-</u>	<u>154.472</u>
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	10.724	10.724
Suprimento de Energia Elétrica		-	(2.604)	-	-	-	(2.604)
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	(124.311)	-	-	-	(124.311)
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(9.178)	-	(9.178)
Receita financeira		12.705	10.131	-	-	-	22.836
		<u>12.705</u>	<u>(116.784)</u>	<u>-</u>	<u>(9.178)</u>	<u>10.724</u>	<u>(102.533)</u>

38.1. Pessoal chave da Administração da entidade ou da respectiva controladora

A Companhia considera como pessoal-chave da Administração seus Diretores e os Membros do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$607 (R\$815 em 31 de dezembro de 2018), contando com diretores empregados e não-empregados.

A remuneração dos Diretores não-empregados com vínculo empregatício em outro órgão é composta do seu salário integral (reembolsado pela Companhia ao órgão de origem) mais a verba de representação. A remuneração dos Diretores não-empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

		CONTROLADORA							
		31/12/2019				31/12/2018			
		Remuneração Honorário	Encargos	Benefícios	Total	Remuneração Honorário	Encargos	Benefícios	Total
Diretoria		285	51	34	370	354	104	29	486
Conselho de Administração		198	40	-	237	274	55	-	328
Total		483	91	34	607	628	159	29	815

39. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

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

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

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Ativos Financeiros					
Mensurados a Custo Amortizado					
Numerário Disponível	5	1.635	1.161	2.517	1.632
Concessionárias e Permissionárias	6	110.390	101.333	111.883	101.551
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado					
SIAC/BANRISUL	5	309.727	181.035	317.058	184.969
Ativo de Concessão - Financeiro	14	1.574.326	1.695.505	1.574.326	1.695.505
Mensurados a Valor Justo por Meio de Outro Resultado Abrangente					
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	11	119.140	102.734	119.140	102.734
		<u>2.115.218</u>	<u>2.081.768</u>	<u>2.124.924</u>	<u>2.086.391</u>
Passivos Financeiros					
Mensurados ao Custo Amortizado					
Fornecedores	20	38.193	137.197	41.623	142.923
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	23	573.255	587.343	573.255	587.343
TOTAL		611.448	724.540	614.878	730.266

39.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

A companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

39.1.1. Risco de Crédito

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

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

	Nota	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	311.362	182.195	319.575	186.600
Concessionárias e Permissionárias	6	110.390	101.333	111.883	101.551
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	11	119.140	102.734	119.140	102.734
Ativo de Concessão - Financeiro	14	1.574.326	1.695.505	1.574.326	1.695.505
TOTAL		<u>2.115.218</u>	<u>2.081.767</u>	<u>2.124.924</u>	<u>2.086.390</u>

Os saldos apresentados em Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa – SIAC/BANRISUL.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN – B.

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

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

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

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

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

II. Garantias

A Companhia não possui operações com garantias.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

39.1.2. Risco de Preço

O segmento de Geração tem uma remuneração chamada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, referente à disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas. Esta variável é reajustada anualmente pela variação do IPCA e revisada a cada 05 anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

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

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

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

39.1.3. Risco de Mercado

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

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

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

39.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

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

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

I. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2019 cuja cotação do dólar corresponde a R\$4,03 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do BACEN para 31/03/2020, correspondente ao dólar a R\$3,94. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de variação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2019	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	529.465	481.813	602.267	722.720
Passivo Líquido Exposto	529.465	481.813	602.267	722.720
Efeito Líquido da Variação Cambial			120.453	240.907

39.1.5. Risco de Liquidez

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

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

		CONTROLADORA				
	Nota	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	311.362	311.362	-	-	-
Concessionárias e Permissionárias	6	110.390	110.390	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	11	119.140	119.140	-	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	14	1.574.326	319.357	196.791	590.372	467.806
		2.115.218	860.249	196.791	590.372	467.806
Passivos Financeiros						
Fornecedores	20	38.193	38.193	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	23	825.371	63.649	62.107	172.214	527.401
		863.564	101.842	62.107	172.214	527.401
		CONSOLIDADO				
	Nota	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	319.575	319.575	-	-	-
Concessionárias e Permissionárias	6	111.883	111.883	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	11	119.140	119.140	-	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	14	1.574.326	319.357	196.791	590.372	467.806
		2.124.924	869.955	196.791	590.372	467.806
Passivos Financeiros						
Fornecedores	20	41.623	41.623	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	23	825.371	63.649	62.107	172.214	527.401
		866.994	105.272	62.107	172.214	527.401

39.1.6. Gestão de Capital

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

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

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

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Endividamento					
Empréstimos e Financiamentos	23	573.255	587.343	573.255	587.343
Caixa e equivalentes de caixa	5	(311.362)	(182.195)	(319.575)	(186.600)
Investimento em Títulos do Governo	11	(119.140)	(102.734)	(119.140)	(102.734)
Dívida Líquida		142.753	302.414	134.540	298.009
Patrimônio Líquido		2.432.740	2.372.580	2.447.108	2.388.818
Endividamento do Patrimônio Líquido		0,06	0,13	0,05	0,12

39.1.7. Risco de Taxa de Juros

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

I. Análise de sensibilidade

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

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2019 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do BACEN, de 31/03/2020. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

	Nota Explicativa	Índices	CONTROLADORA/ CONSOLIDADO			
			Cenário Base em 31/12/2019	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	23					
BNDES		TJLP	43.790	59.692	52.701	66.682
Exposição Líquida			<u>(43.790)</u>	<u>(59.692)</u>	<u>(52.701)</u>	<u>(66.682)</u>
Efeito esperado no Resultado				<u>(15.902)</u>	<u>6.991</u>	<u>(13.981)</u>

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus instrumentos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das demonstrações financeiras conforme sugerido no CPC 48 e IFRS 9.

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

39.1.8. Valor Justo

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

	Nota	CONTROLADORA	
		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	311.362	311.362
Concessionárias e Permissionárias.....	5	110.390	110.390
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	11	119.140	119.140
Ativo de Concessão - Financeiro	14	1.574.326	1.574.326
		<u>2.115.218</u>	<u>2.115.218</u>
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	20	38.193	38.193
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	23	573.255	825.371
		<u>611.448</u>	<u>863.564</u>
	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	319.575	319.575
Concessionárias e Permissionárias.....	5	111.883	111.883
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	11	119.140	119.140
Ativo de Concessão - Financeiro	14	1.574.326	1.574.326
		<u>2.124.924</u>	<u>2.124.924</u>
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	20	41.623	41.623
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	23	573.255	825.371
		<u>614.878</u>	<u>866.994</u>

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

39.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

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

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

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

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

CONTROLADORA				
	Valor contábil 31/12/2019	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	309.727	-	309.727	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	119.140	119.140	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	1.574.326	-	-	1.574.326
	<u>2.003.192</u>	<u>119.140</u>	<u>309.727</u>	<u>1.574.326</u>
CONSOLIDADO				
	Valor contábil 31/12/2019	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	316.058	-	316.058	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	119.140	119.140	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	1.574.326	-	-	1.574.326
	<u>2.009.524</u>	<u>119.140</u>	<u>316.058</u>	<u>1.574.326</u>

39.1.10. Apuração do Valor Justo

Nível 1 – O valor justo dos Investimentos em Títulos do Governo foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

Nível 2 – O valor justo da aplicação SIAC/BANRISUL uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

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

39.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

39.2.1. Riscos Hidrológicos

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado, na sua maior parte, a partir de usinas hidrelétricas, as quais estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, cada usina hidrelétrica está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na sua região geográfica como em outras regiões do país.

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

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Garantia Física, poderá resultar em exposições no Mercado de Curto Prazo – MCP, podendo impactar negativamente a Companhia, apesar dos mecanismos de mitigação de risco existentes.

O risco hidrológico associado às usinas que foram prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013, o que no caso da CEEE-GT representa cerca de 47% de sua garantia física, são de responsabilidade das empresas Distribuidoras que recebem as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.

39.2.2. Riscos Ambientais

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

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

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

40. SEGUROS

A Companhia mantém coberturas de seguros compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são consideradas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros. Não faz parte da revisão do Auditor Independente este julgamento da Administração.

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram àqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará a possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço.

O seguro patrimonial contratado tem vigência de 13/04/2019 à 13/04/2020. O valor do ativo segurado na área de geração é de R\$62.034 e o valor do prêmio é de R\$62 no segmento de transmissão o valor do ativo segurado é de R\$258.383 e o valor do prêmio é de R\$258.

41. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

41.1. Reajuste Tarifário – Geração

A ANEEL publicou no último dia 26/07, a Resolução Homologatória nº 2.587, de 23/07/2019, que homologa as Receitas Anuais de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência 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), acrescidos dos Encargos de Uso e Conexão aos Sistemas de Distribuição e Transmissão, da Parcela Ajuste por Indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl), da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e dos custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE). As parcelas de GAG são compostas pela parcelas de GAGO&M, destinada à cobertura dos custos operacionais, de GAGMelhorias, destinada à cobertura dos investimentos em melhorias, e do Custo Anual das Instalações

Móveis e Imóveis (CAIMI), destinada à cobertura dos investimentos em bens não reversíveis como software e veículos.

A Receita Anual de Geração (RAG) do conjunto de usinas cotistas da CEEE-GT teve um incremento de 2,79% em comparação com o ciclo 2018/2019, totalizando o montante de R\$118,4 Milhões.

41.2. Reajuste Tarifário - Transmissão

O Reajuste Anual da Transmissão da CEEE-GT, que trouxe a nova RAP (Receita Anual Permitida) está válido desde 1º de julho de 2019, conforme Resolução Homologatória (REH) da ANEEL nº 2.565/2019 (Ciclo 2019/2020). A nova RAP da Transmissora totaliza R\$729.282 milhões e começa a ingressar no caixa da empresa a partir de agosto de 2019, nela está incluído incremento de R\$38,8 milhões provenientes de obras novas e de atualização monetária, em comparação ao Ciclo 2018/2019.

42. EVENTOS SUBSEQUENTES

42.1. Recompra de Ações

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 22 de janeiro de 2020, aprovou o Plano de Recompra de Ações de emissão da própria Companhia, nos termos do seu Estatuto Social, da Instrução CVM nº 567/15 e demais disposições legais vigentes, e autorizou a Diretoria a praticar todos os atos necessários à implementação do Plano.

O programa de recompra de ações ("Programa de Recompra") tem por objetivo a aquisição de ações de emissão da própria Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT ("Companhia" ou "CEEE-GT") para manutenção de tais ações em tesouraria, cancelamento ou alienação, com o fim de maximizar a geração de valor para os acionistas. A aquisição será realizada em Bolsa de Valores, cabendo à Diretoria Executiva decidir o momento e a quantidade de ações a serem adquiridas, respeitando os limites previstos na regulamentação aplicável. O prazo máximo para aquisição das referidas ações é de 365 dias iniciando no dia 24 de janeiro de 2020 e encerrando-se em 23 de janeiro de 2021.

42.2. Risco CORONAVÍRUS

Desde o início do ano de 2020 temos acompanhado a propagação do Novo Coronavírus (Covid-19) ao redor do mundo. Embora não seja possível prever nesse momento a extensão, severidade e duração dos impactos do vírus da Covid-19, a Administração entende que, até a data da publicação das demonstrações financeiras, não foram identificados impactos que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2019 de forma significativa e de suas premissas de negócios. A Companhia espera que as providências tomadas pelas autoridades sanitárias e de saúde sejam suficientes para reter a expansão do vírus no âmbito regional e global.

Marco da Camino Ancona Lopez Soligo
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Lucio do Prado Nunes
Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida
Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa
Diretor

Elisangela Moura Rodrigues
Contadora CRCRS 62384

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras Individuais e Consolidadas da CEEE-GT relativas ao período findo em 31 de dezembro de 2019.

Porto Alegre, 30 de março de 2020.

MARCO DA CAMINO ANCONA LOPEZ SOLIGO
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Lucio do Prado Nunes
Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida
Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa
Diretor

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento A Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Russell Bedford Brasil Auditores Independentes S/S relativamente às Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas da CEEE-GT referentes ao período findo em 31 de dezembro de 2019.

Porto Alegre, 30 de março de 2020.

MARCO DA CAMINO ANCONA LOPEZ SOLIGO
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Lucio do Prado Nunes
Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida
Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa
Diretor

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 e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Russell Bedford Brasil Auditores Independentes S/S, e as informações complementares da Administração, opinam no sentido de que os documentos referidos representam a situação patrimonial e financeira da Companhia, naquela data, estando, portanto, em condições de serem submetidos à deliberação dos acionistas, acompanhadas da proposta de destinação dos resultados do referido período.

Outrossim, os dividendos propostos na destinação dos resultados do período estão aderentes a capacidade de caixa da Companhia, em consonância com o §4º do artigo 202º da Lei 6.404/76.

Porto Alegre, 30 de março de 2020

Artur José de Lemos Junior
Presidente do Conselho Fiscal

Paulo Roberto Dias Pereira
Conselheiro

Felipe Baptista da Silva
Conselheiro

Leandro Jacques de Castro
Conselheiro

ORÇAMENTO DE CAPITAL – CICLO 2020-2024

O orçamento da CEEE-GT para o ciclo 2020-2024 foi aprovado pela Diretoria em 16 de dezembro de 2019 e pelo Conselho de Administração em 18 de novembro de /2019, conforme Ata nº 621 (CEEE-GT). A CEEE-GT planeja investir nos segmentos de Geração e Transmissão de energia elétrica em 2020 o montante de R\$ 206.883.151,68 e amortizar dívidas em R\$ 72.227.962,93.

Tais investimentos visam priorizar e intensificar programa de investimentos que propiciem aumento de segurança energética do Estado do Rio Grande do Sul, a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica, ao mesmo tempo em que incrementam a base de ativos remunerados, proporcionando aumento de receita e redução de custos fixos, com vista à geração de valor para a Companhia e seus acionistas.

Para a viabilização do orçamento para o ano de 2020 serão utilizados recursos próprios, assim como aqueles consignados na Reserva de Retenção de Lucros, se necessário.

A utilização somente de recursos próprios se deve ao cenário de desestatização da CEEE-GT, com expectativa de realização dos leilões de venda ainda neste ano, o que dificulta sobremaneira, nesse contexto, a captação de recursos de terceiros.

Adicionalmente, neste mês de março de 2020 uma pandemia global foi declarada pela Organização Mundial da Saúde (OMS) relacionado ao rápido aumento dos casos de doenças relacionadas ao novo coronavírus (COVID-19) com impactos em todos os segmentos da economia. Devido ao cenário atípico e de características potencialmente imprevisíveis neste momento, não é possível elaborar previsões dos cenários que poderão se materializar nos próximos meses nas operações da Companhia, vez que ainda não estão suficientemente claros os efeitos na economia mundial e, em particular no Brasil, tampouco por quanto tempo estes efeitos irão perdurar, assim como de quanto será a eventual redução do consumo de energia elétrica no Brasil e nem a duração desta redução.

Desta forma, a administração da Companhia entende que não poderá fazer uso de seus recursos para distribuir na totalidade os recursos mínimos previstos pelo Estatuto da companhia, neste momento.

Em havendo uma modificação do cenário a administração considerará uma distribuição extraordinária de dividendo ao longo do exercício.

Porto Alegre, 30 de março de 2020.

Artur José de Lemos Junior
Presidente do Conselho Fiscal

Paulo Roberto Dias Pereira
Conselheiro

Felipe Baptista da Silva
Conselheiro

Leandro Jacques de Castro
Conselheiro

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa, a Demonstração do Valor Adicionado e as respectivas Notas Explicativas referentes ao Exercício de 2019, encerrado em 31 de dezembro de 2019, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Companhia, considerando o Relatório dos Auditores Independentes, o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário e o parecer do Conselho Fiscal, inclusive os pontos observados pelo mesmo referentes ao orçamento de capital – ciclo 2020/2024, manifesta-se por unanimidade pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 30 de março de 2020.

Vera Inêz Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.

Marco da Camino Ancona Lopez Soligo

Everton Santos Oltramari

Paulo Roberto Miguez Bastos da Silva

Maurício Carvalho Mazzini

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas

COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE – GT

Porto Alegre - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras 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 financeiras 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 financeiras 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, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e as normas internacionais de relatórios financeiros (IFRS) emitidas pela *International Accounting Standards Boards* (IASB).

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 financeiras 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.

Ênfase

Desestatização

Chamamos a atenção para a NE 1.2 às Demonstrações Financeiras, onde a Companhia divulga sobre o processo de 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 reorganizar-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, seus ativos e inclusive 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 em , 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. Nossa opinião não está ressalvada em função deste assunto.

Risco CORONAVIRUS (COVID-19)

Chamamos a atenção para a Nota Explicativa 42.2 às demonstrações contábeis, com relação ao risco do coronavírus, a Administração entende que, até a data da publicação das demonstrações financeiras, não foram identificados impactos que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2019 de forma significativa e de suas premissas de negócios. A Companhia espera que as providências tomadas pelas autoridades sanitárias e de saúde sejam suficientes para reter a expansão do vírus no âmbito regional e global. Nossa opinião não está ressalvada em função deste assunto.

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 financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre estas demonstrações financeiras, portanto, não expressamos uma opinião separadas sobre estes assuntos.

a) Provisão para Benefícios a Empregados (nota explicativa 24)

A Companhia é patrocinadora de planos 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\$ 207.082 mil, tendo sido estimada pela administração com auxílio de profissional independente. Consideramos como principal assunto de auditoria devido as 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. 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 especialistas, 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) Ativo de Concessão Contratual (nota explicativa 13)

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia possuía registrado no ativo financeiro de concessão nos ativos circulante e não circulante nos montantes de R\$ 122.677 mil e R\$ 824.892 mil respectivamente. Esses ativos são recuperados com base na RAP – Receita Anual Permitida e RAG – Receita Anual de Geração, e ainda, através de indenização dos bens reversíveis ao final da concessão. Tendo em vista a relevância dos valores envolvidos e pelo fato do julgamento por parte da administração quanto aos gastos com infraestrutura elegíveis a classificação como ativo de concessão contratual, sujeito a homologação e glosas da ANEEL.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Nossos procedimentos incluíram o entendimento sobre os principais controles internos da administração para registro das adições, baixas e atualizações monetárias no período; inspeção de uma seleção de documentos que suportam as transações de adições e baixas ocorridas no período, incluindo as normas técnicas e resoluções homologatória emitidas pela ANEEL; discussão dos critérios de elegibilidade dos ativos; revisão da atualização monetária dos valores envolvidos; verificação das conciliações contábeis, documentos das projeções de fluxo de caixa projetado que suporta a recuperabilidade dos ativos. Consideramos que os julgamentos e as estimativas da administração são razoáveis e que as divulgações efetuadas em notas explicativas são consistentes com as informações observadas.

c) Rede Básica do Sistema Existente (nota explicativa 14)

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, estão relacionados 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 financeiras.

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

Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração da **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT** é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras individuais e consolidadas livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 financeiras, 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 financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 financeiras.

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da **COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE - GT**.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos 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, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 30 de março de 2020.

RUSSELL BEDFORD BRASIL
AUDITORES INDEPENDENTES S/S
CRC2RS – 5.460/0-O “T” SP

ROGER MACIEL DE OLIVEIRA
CRC1RS – 71.505/3-O – “T” – SP
Sócio Responsável Técnico

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

COMUNICADO CAE-GT Nº 03 - 27/03/2020

Ao
Conselho de Administração da CEEE-GT

I - Introdução

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE é um órgão estatutário da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT, cujos membros foram eleitos pelo Conselho de Administração em 08 de abril de 2019, composto por cinco membros independentes, atendendo à lei federal nº 13.303/2016 (Lei das Estatais). O CAE é o órgão auxiliar do Conselho de Administração e não tem poder decisório ou atribuições executivas. Suas funções e responsabilidades são desempenhadas em cumprimento às atribuições legais aplicáveis.

2 - Competências

A Administração é responsável pela elaboração das demonstrações contábeis da CEEE-GT, observadas as diretrizes de assegurar a qualidade dos processos relacionados às informações financeiras e às atividades de controle e de gestão de riscos.

Cabe à empresa de auditoria independente contratada, assegurar que as Demonstrações Contábeis, representem adequadamente a posição patrimonial e financeira da CEEE-GT, de acordo com os princípios fundamentais de contabilidade e da legislação societária, bem como a revisão dos controles internos e dos principais riscos.

Conforme o art. 24, da Lei n. 13.303/16, o CAE deverá monitorar a qualidade e integridade das demonstrações financeiras, de modo que as informações contábeis sejam sempre apreciadas pelo Comitê antes da aprovação de sua divulgação pelo Conselho de Administração.

No cumprimento dessa atribuição, o CAE não é responsável pelo planejamento ou condução de auditorias ou por qualquer afirmação de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da CEE-GT sejam completas e exatas ou de que estejam apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e com as Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Esta é uma responsabilidade dos Auditores Independentes. De modo semelhante, no exercício de suas atividades, os membros do Comitê não estão desempenhando as funções de auditores ou contadores.

As funções do CAE são desempenhadas, principalmente com base nas informações recebidas da Administração, dos auditores independentes, da auditoria interna e dos responsáveis pela elaboração das demonstrações financeiras.

3. Atividades Realizadas:

Desde sua instalação, o CAE se reuniu num total de 14 (quatorze) reuniões ordinárias e extraordinárias na sede da Companhia. As reuniões envolveram profissionais e responsáveis por vários departamentos da Companhia: auditoria interna, riscos e conformidade, ouvidoria, contabilidade, jurídico, financeiro, tecnologia da informação, comitê de ética, Fundação CEEE, firma responsável pelo cálculo atuarial contratada pela Diretoria, Diretor Presidente.

O CAE tomou conhecimento das informações contábeis referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, compreendendo: Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado, Demonstração do Resultado Abrangente, Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, Demonstração do Fluxo de Caixa, Demonstração do Valor Adicionado (informação complementar) e as Notas Explicativas, apresentadas pelo Diretor Presidente e pela Contadora da Companhia na data de hoje, todas acompanhadas da Minuta do Relatório da Auditoria Independente elaborada pela firma Russel Bedford Brasil Auditores Independentes.

O CAE recomenda que a Diretoria da CEEE-GT: I) reavalie a forma de pagamento de dividendos; II) melhore os controles sobre o processo de definição, discussão e aprovação das premissas a serem informadas ao atuário contratado para a realização dos cálculos atuariais; e III) aprimore as atividades de gestão de riscos em toda a Companhia.

4. Conclusão:

Considerando as informações prestadas pela Companhia e que todos os assuntos pertinentes que lhe foram dados a conhecer estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Financeiras o CAE no uso de suas atribuições legais e estatutárias entende que Conselho de Administração pode aprovar a divulgação das demonstrações financeiras e notas explicativas da CEEE-GT relativas ao exercício supracitado.

Porto Alegre, 27 de março de 2020

Maurício Augusto Souza Lopes
Presidente do CAE

**Companhia Estadual de Energia
Elétrica Participações
CEEE - Par**



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

DEZEMBRO 2019

Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

515

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	3
Balanço Patrimonial	6
Demonstração do Resultado	7
Demonstração do Resultado Abrangente	8
Demonstração das Mutações no Passivo a Descoberto	9
Demonstração do Fluxo de Caixa	10
Notas Explicativas	11
Declaração dos Diretores da Companhia sobre as Demonstrações Financeiras	105
Declaração dos Diretores da Companhia sobre o relatório dos auditores independentes	106
Manifestação do Conselho de Administração	107
Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis	108
Comitê de Auditoria Estatutário Comunicado CAE-PAR nº 03 - 27/03/2020	111

SENHORES ACIONISTAS

A Administração da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório de Administração (RA) e as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e da Manifestação do Conselho de Administração.

1. Mensagem da Administração

Esta Diretoria Executiva e o seu Conselho de Administração assumiram a gestão do Grupo CEEE no ano de 2019 com duas missões: melhorar em tudo o que fosse possível, nos aspectos tangíveis e intangíveis, o desempenho das CEEE-D e CEEE-GT, e conduzir bem o processo de desestatização de ambas, previsto para ocorrer em 2020.

Ao longo do ano, dentre outros através do contingenciamento do orçamento e renegociação de contratos os custos de Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO) foram estabilizados, o déficit de caixa operacional estimado da CEEE-D diminuiu para 2020 e o conseguimos melhorar em muito o desempenho financeiro da CEEE-GT. O Grupo procurou ter uma postura bastante mais aberta com o restante do setor elétrico, a ANEEL e o Ministério de Minas e Energia, interagindo, procurando trocar experiências e realizando vários benchmarks setoriais. O Planejamento Estratégico das controladas foi revisto 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 mais de 750 recomendações em aberto da auditoria interna, o fechamento contábil e a unitização de mais de R\$350 milhões de ativos em campo, a certificação ISO 9001:2015 do processo de tratamento das reclamações da Ouvidoria na CEEE-D, 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 do Grupo 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 / sobreavisos e a criação de uma Fundação para manter viva a memória do setor elétrico do Rio Grande do Sul.

Na CEEE-D os investimentos para melhorar a robustez de suas redes de distribuição de Baixa, Média e Alta Tensão totalizaram R\$149,1 milhões e incluíram construções ou isolamentos de oito Linhas de Transmissão e a expansão de 288,5 MVA, com a construção e energização de três novas subestações. Outras nove obras seguem em andamento e serão finalizadas, a sua maior parte, em 2020.

Na CEEE-GT os investimentos totalizaram 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 da 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.

Essas conquistas refletem a busca por anos melhores tanto para a CEEE-D como para a CEEE-GT, sob uma gestão privada, com mais investimentos, mais agilidade e eficiência na gestão, com recolhimento integral de impostos na CEEE-D, mais obras na CEEE-GT e muito mais capacidade de competir em igualdade de condições com as melhores empresas do setor. Acreditamos que tanto a CEEE-D como a CEEE-GT, sob uma gestão privada, tem todas as chances de participarem, no médio prazo, do seleto grupo das melhores empresas do setor elétrico brasileiro.

2. Perfil da Empresa

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR é a empresa controladora "holding" do Grupo CEEE que possui a controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, e a controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, oriundas do processo de reestruturação da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE ocorrido em 2006.

A CEEE-PAR tem por objeto, a participação em outras sociedades, como sócia ou acionista, bem como o desenvolvimento de atividades no setor energético, sob quaisquer de suas fontes, visando à exploração econômica e comercial de seu campo de atividade, mediante a construção e operação, dentre outros, de sistemas de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização de energia elétrica e de serviços correlatos.

Atualmente a participação do Estado na CEEE-Par é de 99,9% do capital social.

3. Desestatização

Em 04 de julho de 2019, foi sancionada a Lei Estadual número 15.298, que autoriza a desestatização das suas controladas CEEE-D e CEEE-GT. 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.

4. Resultado do Exercício

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par encerrou o exercício de 2019 com um prejuízo de R\$(455,6) milhões. Este resultado deve-se exclusivamente ao resultado da equivalência patrimonial dos investimentos nas suas controladas, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT com um resultado líquido de R\$391,2 milhões e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D com resultado líquido de R\$(1.082,5) milhões. Para obtenção do montante registrado a título de resultado de equivalência patrimonial, foi aplicado o percentual de 65,92% no resultado das investidas, percentual este condizente com a participação da CEEE-Par em ambas as controladas, ajustando-se o valor inicialmente registrado nos investimentos.

No segmento de Distribuição, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D registrou prejuízo de R\$(1.082,5) milhões no encerramento do exercício de 2019, aumentando o prejuízo quando comparado com o prejuízo de R\$(989,3) milhões no mesmo período de 2018, uma variação de 9,42%.

No segmento de geração e transmissão, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o exercício de 2019 com lucro líquido de R\$ 391,2 milhões, frente aos R\$173,3 milhões do ano de 2018, um aumento significativo de 125,7%.

5. Auditores Independentes

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da empresa Russell Bedford Auditores Independentes S/S na elaboração de suas demonstrações financeiras. A empresa foi homologada como vencedora do certame licitatório LIC6000001162 em 10.10.2018, cuja adjudicação do objeto foi publicada em Diário Oficial do Estado em 28.11.2018.

Neste cenário, em 15.01.2019, o contrato CEEEPAR/5000003215 foi assinado para execução dos serviços de auditoria relativos ao encerramento do exercício de 2018. Na sequência, em 22.04.2019 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo para execução dos serviços de auditoria nas demonstrações contábeis do exercício de 2019.

O contrato conta com o valor de R\$9.100,00, referente a 200 horas de trabalho, tendo como prazo limite de execução do objeto a data de 31.05.2020.

Além dos serviços prestados à controladora, a Auditoria Independente da Maciel Auditores S/S possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (valor de R\$ 127.081,50, e uma carga de 2.793 horas) e Companhia Estadual de

Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (valor de R\$ 128.492,00, e uma carga de 2.824 horas), que são empresas controladas pela CEEE-Par.

O contrato da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par representa 3% em relação aos honorários totais pagos pelo Grupo.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à Lei Nº 13.303/2016. Além disso, são observados os princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam: a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados na Resolução nº 1.267/2009 do Conselho Federal de Contabilidade.

Agradecimentos

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

MARCO DA CAMINO ANCONA LOPEZ SOLIGO

Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva

Diretor

Lucio do Prado Nunes

Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida

Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa

Diretor

Balanco Patrimonial

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	92.248	2	486.852	324.007
Investimentos em Títulos do Governo	10	-	-	119.140	102.734
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	-	-	812.095	784.346
Tributos a Recuperar	7	-	-	7.967	36.601
Estoques	8	-	-	58.028	68.400
Ativo de Concessão - Contratual	13.1	-	-	125.770	117.489
Ativo de Concessão - Financeiro	13.2	-	-	319.357	282.770
Ativo Financeiro Setorial Líquido	11	-	-	99.459	161.895
Investimentos Mantidos para Venda	16	-	-	-	445.567
Outros Créditos a Receber	9	151	-	415.357	339.500
Pagamentos Antecipados	15	-	-	1.730	1.107
		92.400	2	2.445.755	2.664.415
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	-	-	77.934	98.767
Tributos a Recuperar	7	-	-	53.623	41.451
Aplicações Financeiras	5	-	-	7	9
Depósitos Judiciais	12	-	-	144.704	145.321
Ativo de Concessão - Contratual	13.1	-	-	1.444.041	1.522.842
Ativo de Concessão - Financeiro	13.2	-	-	1.477.706	1.602.648
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	19.9	-	92.288	39.695	12.500
Outros Créditos a Receber	9	177.202	177.202	89.276	107.564
Bens e Direitos Destinados a Alienação e Renda	14	-	-	44.560	44.561
Dividendos a Receber		68.791	-	-	-
Investimentos	17	1.646.259	1.564.154	425.961	(37.260)
Investimentos		1.646.259	1.564.154	550.460	87.239
(-) Provisão para Perda		-	-	(124.499)	(124.499)
Imobilizado	18	-	-	859.039	884.257
Direito de Uso	19	-	-	59.731	-
Intangíveis	20	-	-	1.825.934	1.741.832
		1.892.252	1.833.644	6.542.210	6.164.492
TOTAL DO ATIVO		1.984.652	1.833.646	8.987.965	8.828.908
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	636.968	725.542
Obrigações Trabalhistas	22	-	-	124.735	103.895
Obrigações Fiscais	23	-	46	2.857.975	1.549.786
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	24	-	-	95.368	94.168
Provisão para Benefícios a Empregados	25	-	-	311.785	352.230
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	27	-	-	89.980	113.514
Obrigações da Concessão	26	-	-	332.876	510.476
Outros Passivos	29	74	-	372.451	234.618
Dividendos Obrigatórios.....		-	-	37.770	48.518
Arrendamento a Pagar	25.4	-	-	16.472	-
		74	46	4.876.379	3.732.747
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	344.184	502.704
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	24	-	-	1.262.308	1.295.902
Provisão para Benefícios a Empregados	25	-	-	2.339.999	1.913.808
Obrigações Fiscais	23	-	-	116.340	171.349
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	27	-	-	384.949	292.051
Provisão para Desvalorização de Investimentos		2.778.629	1.854.445	-	-
Obrigações da Concessão	26	-	-	344.071	364.864
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	28	-	-	209.143	294.660
Outros Passivos	29	-	-	148.606	146.177
Arrendamento a Pagar	25.4	-	-	44.039	-
		2.778.629	1.854.445	5.193.640	4.981.515
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital Social	30.1	319.803	319.803	319.803	319.803
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	30.3	-	-	177.202	177.202
Reserva de Incentivos Fiscais	30.2.2	410.655	1.846.659	410.655	1.846.659
Outros Resultados Abrangentes	30.1	(1.100.875)	(751.302)	(1.100.875)	(751.302)
Prejuízos Acumulados	31	(423.634)	(1.436.004)	(423.634)	(1.436.004)
		(794.051)	(20.844)	(616.849)	156.358
Participação dos não controladores		-	-	(465.206)	(41.712)
		(794.051)	(20.844)	(1.082.055)	114.646
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.984.652	1.833.646	8.987.965	8.828.908

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
		Reapresentado		Reapresentado	
Receita Operacional		-	-	7.202.231	7.006.826
Deduções da Receita Operacional		-	-	(2.817.089)	(2.776.481)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	4.385.142	4.230.344
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		-	-	(4.026.125)	(4.058.756)
Custo com Energia Elétrica	33	-	-	(2.677.921)	(2.682.784)
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros		-	-	(2.316.055)	(2.308.803)
Encargo de Uso do Sistema		-	-	(361.867)	(373.981)
Custo de Operação	33	-	-	(1.348.203)	(1.375.973)
Pessoal e Administradores		-	-	(701.893)	(700.822)
Material		-	-	(31.831)	(22.390)
Serviço de Terceiros		-	-	(172.338)	(113.794)
Depreciação e Amortização		-	-	(23.527)	(22.637)
Depreciação do Ativo de Direito de Uso		-	-	(15.499)	-
Custo de Construção		-	-	(249.551)	(370.169)
Amortização do Intangível da Concessão		-	-	(95.709)	(92.953)
Outros		-	-	(57.855)	(53.208)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		-	-	359.018	171.588
Despesas Operacionais	34	(5)	(26)	(575.842)	(439.614)
Despesas com Vendas		-	-	(141.637)	(114.485)
Despesas Gerais e Administrativas		(5)	(26)	(241.495)	(204.748)
Outras Despesas Operacionais		-	-	(192.710)	(120.381)
Outras Receitas	35	-	-	74.937	65.929
Outras Despesas	35	-	-	(54.474)	(41.425)
RESULTADO DO SERVIÇO		(5)	(26)	(196.364)	(243.522)
Resultado de Participações Societárias		(455.693)	(537.879)	69.400	90.911
Resultado Financeiro, Líquido	36	105	4	(550.288)	(665.245)
Rendas de Aplicações Financeiras		105	4	21.825	28.613
Acréscimo Moratório - Energia Vendida		-	-	112.984	143.451
Variações Monetárias - Energia Comprada		-	-	2.617	2.220
Variações Monetárias de Empréstimos e Financiamentos		-	-	(68.673)	(297.714)
Encargos de Dívidas		-	-	(76.107)	(67.771)
Encargos Sobre Arrendamentos		-	-	(5.727)	-
Outras Receitas/Despesas Financeiras		-	-	(537.207)	(474.043)
Resultado Operacional		<u>(455.593)</u>	<u>(537.901)</u>	<u>(677.251)</u>	<u>(817.857)</u>
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(455.593)	(537.901)	(677.251)	(817.857)
Imposto de Renda Corrente	37	(7)	-	(84.542)	(65.204)
Imposto de Renda Diferido	37	-	-	86.043	67.164
Contribuição Social Corrente	37	(12)	-	(31.349)	(24.210)
Contribuição Social Diferida	37	-	-	14.028	24.180
Participação dos Não Controladores		-	-	236.199	278.068
RESULTADO DO PERÍODO		(455.611)	(537.901)	(693.071)	(815.927)
Atribuído a Sócios Não Controladores		-	-	(235.589)	(278.008)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora		(455.611)	(537.901)	(457.482)	(537.897)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
RESULTADO DO EXERCÍCIO		(455.611)	(537.901)	(693.151)	(815.927)
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(312.411)	(275.578)	(473.924)	(418.049)
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	13.541	3.804	20.541	5.770
Venda de Títulos do Governo	10	(444)	(837)	(673)	(1.270)
Ganho/Perda Atuarial	25	(321.041)	(277.838)	(487.016)	(421.478)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes ...	28	(4.467)	(706)	(6.776)	(1.071)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		(143.201)	(262.323)	(1.167.075)	(1.233.975)
Atribuído ao Acionista da Empresa Controladora		-	-	(143.201)	(262.323)
Atribuído aos Acionistas da Empresa Não Controladora		-	-	(1.023.875)	(971.652)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração das Mutações no Passivo a Descoberto (Valores expressos em milhares de reais)

	CONSOLIDADO						
	Capital Social	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	Reserva de Lucros	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total	Participação dos Não Controladores
			Reserva de Incentivos Fiscais				
SALDOS EM 31/12/2017	319.803	84.993	1.846.659	(925.540)	(591.928)	733.987	354.807
Resultado do Período	-	-	-	(538.040)	-	(538.040)	(277.887)
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-	-
Adoção CPC 47, efeito de 1º de Janeiro de 2018	-	-	-	20.565	120.832	141.397	113.104
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	1.711
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	2.966	2.966	1.533
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(706)	(706)	(365)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	(277.839)	(277.839)	(143.639)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	(275.579)	(275.579)	(142.471)
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	7.011	(7.011)	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuídos dos ativos	-	-	-	-	2.384	2.384	1.233
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	7.011	(4.627)	2.384	1.233
Coligadas e Controladas - Adiantamentos Para Futuro Aumento de Capital	-	92.209	-	-	-	92.209	(92.209)
SALDOS EM 31/12/2018	319.803	177.202	1.846.659	(1.436.004)	(751.302)	156.358	(41.712)
Resultado do Período	-	-	-	(455.611)	-	(455.611)	(138.054)
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-	-
Adoção CPC 47, efeito de 1º de Janeiro de 2018	-	-	-	-	-	-	-
Absorção do Prejuízo	-	-	(1.436.004)	1.436.004	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	13.097	13.097	4.464
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(4.467)	(4.467)	(1.522)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	(321.041)	(321.041)	(109.411)
Efeitos do CPC 47	-	-	-	25.715	(25.715)	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre RBSE (CPC 47)	-	-	-	-	(7.255)	(7.255)	(2.472)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	25.715	(345.381)	(319.665)	(108.942)
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	6.261	(6.261)	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuídos dos ativos	-	-	-	-	2.069	2.069	705
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	6.261	(4.192)	2.069	705
Coligadas e Controladas - Adiantamentos Para Futuro Aumento de Capital	-	(177.202)	-	-	-	-	(177.202)
SALDOS EM 31/12/2019	319.803	177.202	410.655	(423.634)	(1.100.875)	(616.849)	(465.205)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Fluxo de Caixa
(Valores expressos em milhares de reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Prejuízo do Exercício	(455.611)	(537.902)	(693.150)	(815.917)
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa				
Varições Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	-	-	50.198	169.492
Encargos de dívidas provisionados	-	-	54.365	48.940
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	-	-	107.563	141.522
Resultado de Equivalência Patrimonial	446.241	537.880	(86.275)	(90.912)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras	-	-	322.003	166.226
Constituição de Provisão para Perda Estimada de Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	139.099	-
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	(85.517)	(93.589)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	-	-	25.634	51.326
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBSE	-	-	(121.179)	166.317
Amortização Ativo Financeiro, Contratual e RBSE	-	-	-	-
Reversão da Perda do Ativo Recuperável	-	-	-	12.111
Varição dos Investimentos em Títulos do Governo	-	-	(8.950)	(10.688)
Outros	-	-	839	(8.730)
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES	(9.370)	(22)	(295.369)	(263.902)
Varições no Ativo Circulante e Não Circulante	(92.288)	92.209	(451.695)	(476.808)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	-	-	(136.509)	(253.725)
Contas a receber	-	-	-	153
Tributos a Recuperar	-	-	(23.719)	(43.916)
Estoques	-	-	(3.935)	(24.090)
Investimentos em Títulos do Governo	-	-	(7.456)	50.580
Depósitos Judiciais	-	-	616	(35.257)
Ativo Contratual	-	-	58.255	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	(312.273)	(319.432)
Ativo Contratual (Infraestrutura em construção)	-	-	128.760	-
Direito de Uso	-	-	(32.041)	-
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	-	-	62.436	(368)
Pagamentos Antecipados	-	-	(659)	227
Outros Créditos a Receber	(92.288)	92.209	(234.979)	67.903
Dividendos Recebidos	-	-	49.807	81.125
Bens e Direitos Destinados à Alienação	-	-	1	(8)
Varições no Passivo Circulante e Não Circulante	(809.282)	(199.465)	(7.920)	1.156.831
Fornecedores	-	-	(236.927)	(188.267)
Obrigações Trabalhistas	-	-	20.846	(3.161)
Obrigações Fiscais	-	-	1.252.346	1.140.057
Provisão para Benefícios a Empregados	-	-	(122.222)	(219.312)
Dividendos Obrigatórios	-	-	(34.245)	(139.194)
Obrigações da Concessão	-	-	(203.604)	(136.538)
Outros Passivos	-	-	133.730	16.027
Obrigações Estimadas	-	-	83	-
Pagamento de Encargos de Dívidas	-	-	(55.194)	-
Arrendamentos a Pagar	-	-	46.547	(45.787)
Provisão para perdas com Equivalência Patrimonial	(809.282)	(199.465)	(809.281)	733.006
CAIXA LÍQUIDO NAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	(910.940)	(107.278)	(754.984)	416.121
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimentos	910.450	199.489	887.821	(80.742)
Aumento/Redução de Investimentos	910.450	199.489	913.134	(86.021)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	-	-	2.729	(56.737)
Aquisição de Ativo Intangível	-	-	1.661	(48.966)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	(29.703)	110.982
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamentos	92.888	(92.209)	30.159	192.052
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	-	-	2.342	285.853
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	-	-	(84.103)	(72.158)
Integralização de Capital Social	-	-	-	50.851
Outros Créditos a Receber	92.888	(92.209)	92.888	(92.255)
Partes Relacionadas	-	-	19.032	(72.448)
REDUÇÃO (AUMENTO) DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	92.398	2	162.995	(100.039)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	2	-	324.007	424.046
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	92.400	2	487.003	324.007

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2019
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par é uma sociedade anônima de capital fechado, organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006, rege-se por estatuto, bem como pela legislação aplicável. O principal acionista da CEEE Participações é o Governo do Estado do Rio Grande do Sul que detém mais de 99,99% de suas ações.

A CEEE-Par tem por objeto a participação em outras sociedades, como sócia ou acionista, bem como o desenvolvimento de atividades no setor energético, sob quaisquer de suas fontes, visando à exploração econômica e comercial de seu campo de atividade, mediante a construção e operação, dentre outros, de sistemas de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização de energia elétrica e de serviços correlatos, como prestar serviços de consultoria dentro de sua área de atuação, no Brasil ou no exterior, exercer atividades relacionadas direta ou indiretamente com seu objeto social e utilizar a infraestrutura das suas controladas para a prestação de serviços, visando à produção de outras receitas.

As atividades da CEEE-Par serão desenvolvidas diretamente ou por intermédio de empresas controladas ou subsidiárias integrais especialmente constituídas para tais fins ou, ainda, por empresas das quais participa a CEEE-Par, suas controladas ou subsidiárias, mediante deliberação do seu Conselho de Administração.

A CEEE-Par poderá também, participar de consórcios ou de sociedades com empresas privadas ou públicas, constituídas para o fim de desenvolver atividades que guardem identidade com as definidas em seu objeto social.

Atualmente a CEEE-Par exerce suas atividades por intermédio de suas empresas controladas, atuando nos principais segmentos de negócio dentro do setor elétrico nacional. Na geração e na transmissão, sua atuação se dá através da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, assim como no segmento de distribuição, a CEEE-Par exerce suas atividades através da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

1.1 Das Concessões

A Companhia possui o direito de explorar indiretamente, as seguintes concessões e autorizações:

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 12.783/2013, 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 12.783/2013, 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:

RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS										
UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	Nº de	Localização	Atos			Termo Final da Concessão
					Unidades Geradoras	(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.

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 vencimento da atual concessão é indefinido.

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

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

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes às usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 13.1.

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 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 “descotização”).

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 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.

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela Companhia e reconhecidos pela ANEEL. Informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 13.2.113.2.

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

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

1.1.3 Concessões de Distribuição

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D detém a concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Sul, atendendo em 72 municípios, com cerca de 1,73 milhão de unidades consumidoras cativas, cujo Acordo de Concessão foi firmado em 25 de outubro de 1999 através do Contrato de Concessão nº 081/1999 – ANEEL, alterado pelo 1º Termo Aditivo, 2º Termo Aditivo e 3º Termo Aditivo, de 17 de outubro de 2005, 13 de abril de 2010 e 10 de dezembro de 2014, respectivamente, para distribuição de energia elétrica. O 4º Termo Aditivo de 09 de dezembro de 2015 prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Minas e Energia de 09 de novembro de 2015, fundamentado na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere liberdade na direção dos negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

A concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica se extingue:

- a) pelo advento do termo final do contrato;
- b) pela encampação do serviço;
- c) pela caducidade;
- d) pela rescisão;
- e) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade e constatado no procedimento ou no ato de sua outorga.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização no final da concessão do valor residual dos bens vinculados ao serviço e dos valores registrados na Conta de Compensação e Variação dos Itens da Parcela “A” – CVA e itens financeiros. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

1.1.3.1 Prorrogação da Concessão

Em 09 de dezembro de 2015 foi assinado o 4º Termo Aditivo prorrogando a concessão até 07 de julho de 2045. Tendo em vista o Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 e conforme cláusula décima oitava do 4º Termo Aditivo, a Companhia deverá observar, pelo período de cinco anos contados de 1º de janeiro de 2016 um conjunto de condições estabelecidas nos Anexos II e III cujos critérios são a eficiência na prestação do serviço de distribuição e a eficiência na gestão econômica e financeira.

De acordo com o Anexo II do referido documento, o critério de eficiência na prestação do serviço de distribuição será monitorado por indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções do serviço. Já os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, de acordo com o Anexo III do referido documento, foram definidos para os primeiros 05 anos a contar do início do ano civil subsequente ao de vigência

do 4º Termo Aditivo. As definições e conceitos utilizados nos parâmetros econômicos e financeiros consideram as normas e procedimentos estabelecidos pela Contabilidade Regulatória, de acordo com o conteúdo do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 605, de 11 de março de 2014.

O parâmetro mínimo de sustentabilidade econômica e financeira deve corresponder à seguinte condição:

Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida ≥ 0

Também devem ser observadas as seguintes inequações as quais devem ser alcançadas nos prazos estabelecidos e mantidas doravante a partir do sexto ano civil subsequente à celebração do 4º Termo Aditivo:

- I. LAJIDA ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020)
- II. $[LAJIDA * (-) QRR^{**}] \geq 0$ (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020)
- III. $\{Dívida líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} / (0,8 * SELIC) \leq 1$ (até o término 2019)
- IV. $\{Dívida líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} / (1,11 * SELIC) \leq 1$ (até o término 2020)

*LAJIDA (Lucros antes dos juros, impostos, depreciação e amortização)

**QRR (Quota de Reintegração Regulatória)

Conforme a subcláusula oitava do 4º Termo Aditivo, antes de instaurado processo administrativo pela ANEEL, em face de descumprimento das condições de prorrogação, a Companhia tem a possibilidade de apresentar plano de transferência societário, porém, conforme a subcláusula primeira da cláusula décima oitava, o descumprimento efetivo de uma das condições de prorrogação dispostas nos Anexos II e III por 02 anos consecutivos ou de quaisquer das condições ao final do período de 05 anos, poderá acarretar a extinção da concessão, respeitadas as disposições definidas no 4º Termo Aditivo, particularmente o direito de ampla defesa.

1.1.3.2 Tarifas

O Contrato de Concessão estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de novembro e revisadas a cada 05 anos. 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.

A receita requerida anual, que representa a receita necessária para as distribuidoras manterem o equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em duas parcelas para fins de sua determinação:

- Parcela A: compreende os custos “não gerenciáveis” das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.
- Parcela B: compreendem os custos “gerenciáveis”, que são os custos inerentes às operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Inclui a remuneração do capital, depreciação dos ativos, custos operacionais e outras receitas.

Parcela A	Parcela B
Custo de Aquisição de Energia	Custos Operacionais
Custo com Transporte de Energia	+
Encargos Setoriais	Cota de Depreciação
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	+
Programa de incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	Remuneração do Investimento
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS e de Energia de Reserva - EER	
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE	
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS	Outras Receitas

A ANEEL estabelece uma tarifa diferente para cada distribuidora em função das peculiaridades de cada concessão. A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

Outros fatores que fazem variar a fatura de energia são as características de contratação de fornecimento. Os consumidores cativos residenciais e os de baixa renda – aqueles que só podem ser atendidos por uma distribuidora – têm uma tarifa única em sua concessionária.

As variações também ocorrem de acordo com o nível de tensão em que os consumidores são atendidos, que é a tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária e que varia entre valores inferiores a 2,3 kV (como as tensões de 110 e 220 volts) e valores superiores a 2,3 kV. Essa variação divide os consumidores nos grupos A (superiores a 2,3 kV, por exemplo, as indústrias e grandes comércios) e B (inferiores a 2,3 kV – no qual se incluem os consumidores de baixa renda, residenciais, comércios, etc.). Os consumidores do grupo A têm tarifas definidas para energia e uso de rede para horários de ponta e fora de ponta. Os consumidores livres possuem características diferentes, pois podem contratar energia de outros fornecedores, em condições especiais.

1.1.3.3 Distribuição - Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.640/2019, aprovou os valores do Reajuste Tarifário Anual da CEEE-D. As tarifas de aplicação homologadas estarão vigentes entre 22 de novembro de 2019 e 21 de novembro de 2020.

O efeito médio do reajuste tarifário para os consumidores da Companhia foi de -5,06%, sendo -5,82% para baixa tensão - abaixo de 2,3 kV (Ex.: residenciais) e -3,26% para alta tensão - de 2,3 a 230 kV (Ex.: industriais). A tarifa residencial convencional, sem impostos, passou de R\$R\$547,60 para R\$515,07 por MWh.

No reajuste tarifário de 2018, os componentes financeiros totalizaram R\$234.756.566,56. Este valor foi cobrado do consumidor através da tarifa até 21/11/2019. No dia 22 de novembro, esses componentes financeiros foram retirados da tarifa, representando redução de -6,14% na tarifa percebida pelo consumidor da CEEE-D e entraram em vigor os novos componentes financeiros, que totalizaram R\$199.695.119,09. Esses novos componentes contribuíram positivamente em 5,71% para o resultado do Reajuste tarifário da Distribuidora.

O item de maior impacto no resultado negativo do RTA 2019 foram os Encargos Setoriais (-7,47%), principalmente em função da quitação do saldo devedor da Conta Ambiente de Contratação Regulada – a Conta-ACR. O custo com Compra de Energia teve contribuição de -0,92%. Por sua vez, os Custos de Distribuição (Parcela B) contribuíram em 1,33% e os custos com transmissão 2,49%.

1.1.3.4 Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547/2013 implantou o mecanismo de aplicação das Bandeiras Tarifárias com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Esse mecanismo é capaz de refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas faturas. Já quando a bandeira passa a ser amarela ou vermelha há uma cobrança adicional proporcional ao consumo.

Em 21/05/2019, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou a Resolução Homologatória nº 2.551/2019, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, com vigência a partir de junho de 2019:

Cor da Bandeira	Valor (R\$/MWh)
Verde	-
Amarela	13,43
Vermelha 1	41,69
Vermelha 2	62,43

Em 2015 o Decreto nº 8.401, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi designada para manutenção da CCRBT, e os valores a serem repassados ou compensados são homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica. O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo tarifário.

As receitas de Bandeiras Tarifárias foram concebidas para cobrir os custos inerentes aos seguintes itens:

- (i) Custo dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D);
- (ii) Resultado no Mercado de Curto Prazo-MCP;
- (iii) Risco Hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas;
- (iv) Risco Hidrológico da UHE Itaipu Binacional;
- (v) Encargo de Serviços do Sistema relativo ao despacho de usinas fora da ordem de mérito e com CVU acima do PLD máximo; e
- (vi) Risco Hidrológico dos agentes de geração que firmaram o Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

Caso não existisse o mecanismo de bandeiras tarifárias, a CEEE-D teria financiado R\$ 82.699 ao Setor Elétrico, tal custo somente seria ressarcido à Companhia no Reajuste Tarifário para ser faturado através da tarifa de aplicação ao longo de 12 meses.

Resultado da Conta Bandeiras para a CEEE-D em 2019:

1. Faturamento de Bandeiras Tarifárias: R\$ 82.156
2. Repasse da Conta Bandeiras à CEEE-D: R\$ 9.192;
3. Repasse da CEEE-D à Conta Bandeiras: (R\$ 8.644);
4. Saldo do Repasse da Conta Bandeiras: R\$ 548 ($4 = 2 - 3$);
5. Receita Total antecipada mensalmente via Conta Bandeiras à CEEE-D: R\$ 82.699.
6. Saldo remanescente a ser compensado via Conta Bandeiras: R\$ 5 ($6 = 1 + 4 - 5$).

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 reorganizar-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 em, que tem vasta experiência em privatizações e fará a modelagem da venda.

Os contratos para estruturação do projeto para o processo de desestatização das Companhias foram assinados 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 realizado em 2020.

Em 2019, a CEEE-D apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre os ativos circulantes no encerramento do período no montante de R\$3.690.282 e R\$3.160.795, respectivamente.

Assim, a proposta de desestatização, no caso da CEEE-D, também está vinculada ao risco da perda de Concessão, já que no 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão firmado pelo Estado do Rio Grande do Sul junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL trouxe como condicionante para a renovação, dentre outros, o indicador de

sustentabilidade econômico-financeira. Havendo dificuldade por parte da Companhia em honrar estes condicionantes e impossibilidade por parte do Governo do Estado do Rio Grande do Sul em aportar recursos, pode ser utilizado o instituto disposto na cláusula décima segunda, subcláusula oitava do 4º Termo Aditivo em questão, o qual dispõe sobre a possibilidade de apresentação de um Plano de Transferência de Controle Societário.

As demonstrações financeiras da CEEE-D foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, já externados pela Companhia por ocasião da renovação da Concessão, firmada em dezembro de 2015, prorrogando-a por mais 30 anos.

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

Geração e Transmissão

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

Distribuição

A Companhia possui 04 hortos florestais localizados nos municípios Alegrete, Candiota, Triunfo e Charqueadas.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1 Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras das Controladas Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

As Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* – IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, e evidenciam todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas, emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA) é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As normas internacionais do relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* – IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas normas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

As Demonstrações Financeiras compreendem:

Demonstrações Financeiras Individuais

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

Demonstrações Financeiras Consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como “Consolidado”, estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade – *International Financial Reporting Standards* – IFRS emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e, quando aplicável, as regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as normas IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a publicação das Demonstrações Financeiras em 30/03/2020.

Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas com base no custo histórico com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado reconhecido no balanço patrimonial.

Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

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

Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores é efetuado mensalmente de acordo com o calendário de leitura do consumo. A receita não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do mês, é estimada e reconhecida como receita no mês em que a energia foi consumida.

As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

Resultado por ação

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados. Vide nota explicativa nº 31.

3.2 Uso de Estimativas

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

Ativo e Passivo financeiro setorial

A partir da adoção das normas IFRS, as variações entre os valores recebidos nas tarifas e os valores efetivamente desembolsados pela Companhia (anteriormente denominados ativos e passivos regulatórios) deixaram de ser diferidos e passaram a ser contabilizados no resultado, o que, na opinião dos Diretores, gera volatilidade nos resultados da Companhia. A partir de 31 de dezembro de 2014 a Companhia passou a registrar os ativos e

passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis societárias com base na OCPC 08, que tornou obrigatório o reconhecimento prospectivo de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais pelas distribuidoras de energia elétrica. Com o advento do aditivo dos contratos de concessão (no caso da Companhia, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão em 10 de dezembro de 2014) o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para o reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar. O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de “Parcela A” ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária. Os diretores da Companhia entendem que o reconhecimento destes ativos e passivos financeiros setoriais está adequado aos negócios da Companhia.

Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base na vida útil regulatória dos bens, estabelecida pela ANEEL. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada de vida útil dos bens.

Transações e venda de energia elétrica na CCEE

A Companhia registra as compras e vendas efetuadas através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de acordo com as informações disponibilizadas pela própria entidade. Nos meses em que as informações não são disponibilizadas em tempo hábil a Companhia estima o valor utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Provisões para Perda estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

A Companhia registra provisão de perda estimada sobre suas rubricas de contas a receber alinhada às expectativas da administração quando existem incertezas quanto ao recebimento da contraprestação esperada. As estimativas são construídas a partir da análise do histórico de inadimplência dos últimos 24 meses, com o intuito de identificar possíveis evidências significativas no aumento do risco de crédito para as carteiras dos diversos instrumentos contratuais.

Desta forma, a Companhia considera que as provisões são suficientes para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Passivos contingentes

As provisões para passivos contingentes, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Periodicamente a Companhia revisa as estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, considerando um estudo técnico de viabilidade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela Administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

Ativo Financeiro da Concessão

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Sobre esse ativo a

Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

A Companhia avalia o ativo financeiro da concessão pelo valor justo por meio do resultado, de acordo com o CPC 48 – instrumentos Financeiros, considerando o modelo de negócios da Companhia e as características do fluxo de caixa da indenização, pois este é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório e tem sua estimativa baseada no valor novo de reposição - VNR depreciado da Base de Remuneração Regulatória - BRR, que é revisada a cada 05 anos, dentro dos processos de Revisão Tarifária da Distribuidora. Nos períodos entre as Revisões Tarifárias, a Administração atualiza o ativo financeiro da concessão pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, de acordo com o definido na regulamentação para atualização da Base de Remuneração.

Ativo Contratual

A taxa aplicada ao ativo contratual é uma taxa de desconto que melhor representa a estimativa da Companhia para a remuneração financeira dos investimentos da infraestrutura de transmissão, por considerar os riscos e prêmios específicos do negócio.

Quando a Companhia presta serviços de operação e manutenção, é reconhecida a receita pelo valor justo, tendo como um dos parâmetros os valores estimados pelo Poder Concedente e os respectivos custos, conforme contraprestação dos serviços.

Vida útil do ativo intangível

A Companhia reconhece a amortização de seus ativos intangíveis, basicamente softwares e direitos dessa natureza, com base na vida útil regulatória estabelecida pela ANEEL para estes ativos. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada de vida útil dos intangíveis.

O ativo intangível da concessão, que representa o direito de cobrar os consumidores pelos investimentos realizados na infraestrutura da concessão, são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao ativo que gerou o direito (vida útil regulatória dos ativos estabelecida pela ANEEL) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

As taxas de depreciação regulatória dos principais bens a serviço da concessão são as seguintes:

<u>Taxas de depreciação dos itens mais relevantes do Ativo Não-Circulante</u>	<u>Taxa anual</u>
Condutor (Tensão >= 69kv)	2,70%
Condutor (Tensão < 69kv)	3,57%
Edificação	3,33%
Equipamento Geral	6,25%
Estrutura (Poste)	3,57%
Estrutura (Torre)	2,70%
Medidor	7,69%
Transformador Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
Veículos	14,29%

Os demais ativos intangíveis, basicamente softwares e direitos dessa natureza, são amortizados com base na vida útil regulatória estabelecida pela ANEEL para estes ativos. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada de vida útil dos intangíveis.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo

A Administração da Companhia utiliza como referência os preços de fechamento apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras. Para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos, a Companhia utiliza técnicas de avaliação para definição do valor justo, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base na vida útil regulatória dos bens, estabelecida pela ANEEL. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada de vida útil dos bens.

Receita de Fornecimento e uso da rede não faturada

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. Neste sentido, a Companhia aplica sobre os valores de fornecimento não faturado um percentual estimado de perdas, construído através de uma matriz de perdas, que demonstra o histórico de inadimplência das contas a receber nos últimos 24 meses, isso para adequar às exigências das normativas IFRS 15 / CPC 47. A estimativa da receita não faturada (os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês) é efetuada mensalmente com a finalidade de adequar o faturamento ao período de competência. A Administração entende que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

3.3 Procedimento de Consolidação

As Demonstrações Financeiras Consolidadas contemplam as informações da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par e das suas controladas a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela CEEE-Par.

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2019	31/12/2018
1 – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	65,92%	65,92%
2 – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	65,92%	65,92%

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

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

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS PELA COMPANHIA E SUAS CONTROLADAS

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

4.1 Ativos e Passivos Financeiros

Reconhecimento e Mensuração

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

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

Classificação

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2018, adota para seus ativos e passivos financeiros as práticas previstas no Pronunciamento Técnico CPC 48 – Instrumentos Financeiros, elaborado a partir do IFRS 9 - *Financial Instruments*. Este normativo revogou o pronunciamento anterior, CPC 38, vigente até 31 de dezembro de 2017, sendo que as principais mudanças foram:

i) Classificação e mensuração dos ativos financeiros conforme suas características que passam a ser:

- custo amortizado;
- valor justo por meio do resultado - VJR; e
- valor justo por meio de outros resultados abrangente - VJORA.

ii) Redução ao valor recuperável, no qual o novo modelo migra para uma forma de registro com base na estimativa de perda esperada e não mais em perdas incorridas. Também precisa ser observada qualquer

mudança significativa no aumento de risco de crédito em determinada carteira de ativos de contratos ou em um ativo financeiro específico.

Periodicamente, a Companhia revisa os ativos financeiros, de forma individual ou pela carteira de contratos em que os mesmos estão inseridos, buscando identificar qualquer sinal de aumento no risco de crédito que possa comprometer o fluxo de caixa ou a contraprestação esperada, o que levaria a um registro de perda de valor recuperável. Por meio desta avaliação, a Administração entende que todos os seus ativos financeiros e contratuais estão demonstrados pelo valor recuperável, segundo as metodologias de testes fixadas pelo Pronunciamento Técnico CPC 48 – Instrumentos Financeiros.

4.2 Caixa e Equivalentes de Caixa

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

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que 03 meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3 Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a 03 meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a 12 meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas como aplicações financeiras de longo prazo.

4.4 Títulos Disponíveis para a Venda

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

4.5 Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Geração e Transmissão

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

Distribuição

Incluem o fornecimento de energia elétrica faturada e a faturar a consumidores finais, encargo de uso do sistema, serviços prestados, acréscimos moratórios e o suprimento de energia elétrica a outras concessionárias conforme montantes disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

4.6 Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PPECLD

Geração e Transmissão

Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias, observando as diretrizes dos Pronunciamentos Técnicos CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente e CPC 48 – Instrumentos Financeiros.

Distribuição

A Companhia utiliza os parâmetros estabelecidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico para registrar a provisão de perdas sobre sua carteira de contas a receber. Os parâmetros do Manual observam as antiguidades de vencimento das faturas pendentes de liquidação. A partir disso, a Companhia complementa a provisão de perda, quando for o caso, com a perda estimada calculada segundo as diretrizes do Pronunciamento Técnico CPC48 - Instrumentos Financeiros.

Para o registro da Perda Estimada de Liquidação Duvidosa - PECLD, a Administração realiza estudos trimestrais que testam o nível da inadimplência de todas as categorias de contratos que formam as rubricas do contas a receber da Companhia. Neste estudo é verificado o comportamento da inadimplência dos faturamentos emitidos nos últimos 24 meses.

Desta forma, a Administração entende que provisão é constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Receita de Fornecimento e uso da rede não faturada

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. Neste sentido, a Companhia aplica sobre os valores de fornecimento não faturado um percentual estimado de perdas, construído através de uma matriz de perdas, que demonstra o histórico de inadimplência dos faturamentos emitidos nos últimos 24 meses, isso para adequar às exigências do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente. A estimativa do fornecimento não faturado (fornecimentos de energia entre a data da leitura e o encerramento de cada período) é efetuada mensalmente com a finalidade de adequar o faturamento ao período de competência. A Administração entende que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

4.7 Redução ao Valor Recuperável de Ativos (impairment)

Ativos Financeiros

A Companhia avalia, anualmente, se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido por uma provisão.

Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

Ativos Não Financeiros

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

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

4.8 Ajuste a Valor Presente

Os ativos e passivos de longo prazo, bem como os de curto prazo, caso relevantes, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com a rubrica “Consumidores”. As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas para riscos e prazos semelhantes às praticadas pelo mercado.

4.9 Estoques

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

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

4.10 Ativo e Passivo Financeiro Setorial

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função dos aumentos dos custos não gerenciáveis, denominados de “Parcela A”, ocorridos entre o período do reajuste tarifário anual.

4.11 Subvenção e Assistência Governamental

As subvenções governamentais, quando existe razoável segurança de que elas serão recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretendem compensar em uma base sistemática.

4.12 Bens e Direitos Destinados à Alienação e Propriedades para Investimento

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

4.13 Contrato de Concessão (Ativo Intangível e Financeiro)

Geração e Transmissão

Com base na análise dos Contratos de Concessão e de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão e do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente, a Companhia reconhece como Ativo Contratual os investimentos realizados nas concessões de transmissão e os novos investimentos nas usinas de geração que operam pelo regime de cotas.

O valor do Ativo Contratual representa os investimentos em construção e melhorias que serão recebidos através da Receita Anual Permitida de Transmissão ou Receita Anual de Geração – RAG 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.

Ao longo da implantação, a Companhia reconhece um Ativo Contratual, em contrapartida de receita de construção e melhorias, à medida que vão sendo satisfeitas as obrigações de performance de construção e melhoria de infraestrutura, até o limite dos custos praticados na condição em que estes possam ser recuperados.

A Companhia não reconhece nenhuma margem de construção porque o modelo de concessão: (i) não se destina a gerar lucros a partir da construção de infraestrutura, mas a partir da prestação de serviços, (ii) a forma como a Companhia gerencia as construções baseia-se fortemente em serviços terceirizados e (iii) não há previsão de margens dessas operações nos planos de negócios da Companhia.

A amortização do Ativo Contratual 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 Contratual é calculada com base na taxa interna de retorno - TIR, através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

Distribuição

Com base na análise do Contrato de Concessão e de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão e do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente, os investimentos na infraestrutura à serviço da Concessão são reconhecidos como Ativo de Contrato, Ativo Intangível ou Ativo Financeiro.

Ao longo da implantação, a Companhia reconhece um Ativo Contratual, em contrapartida de receita de construção e melhorias, à medida que vão sendo satisfeitas as obrigações de performance de construção e melhoria de infraestrutura, até o limite dos custos praticados na condição em que estes possam ser recuperados.

A Companhia não reconhece nenhuma margem de construção porque o modelo de concessão: (i) não se destina a gerar lucros a partir da construção de infraestrutura, mas a partir da prestação de serviços, (ii) a forma como a

Companhia gerencia as construções baseia-se fortemente em serviços terceirizados e (iii) não há previsão de margens dessas operações nos planos de negócios da Companhia.

A partir da sua entrada em operação, é aplicado o modelo “bifurcado”, o qual melhor representa o negócio de Distribuição de energia elétrica, reconhecendo o ativo da concessão parte como ativo intangível e parte como ativo financeiro.

O valor do ativo intangível do contrato de concessão representa o valor dos serviços de construção e melhorias que será recebido através da cobrança dos usuários via tarifa de energia elétrica. O ativo financeiro refere-se ao valor dos serviços de construção e melhorias realizados e previstos no Contrato de Concessão e que será recebido através de indenização ao final da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

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.

4.14 Investimentos

Geração e Transmissão

Investimentos em controladas

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

Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20 e 50 por cento do capital votante de outra entidade e/ou tem o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

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

Ágio pago por expectativa de rentabilidade futura em participações em Coligadas - goodwill

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

4.15 Imobilizado

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e

condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

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

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pelo Órgão Regulador para cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é aceito como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.16 Intangível

Geração e Transmissão

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

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

Distribuição

Incluem o direito de cobrar os usuários pelos serviços de construção e melhorias da infraestrutura à serviço da concessão de distribuição de energia elétrica. O custo dos serviços de construção e melhorias compreende 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 à serviço da concessão no local e condição necessários para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão.

Os outros ativos intangíveis que são adquiridos e que têm suas vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

4.17 Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

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 investimento no serviço público de energia elétrica, na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras da infraestrutura a serviço da concessão.

4.18 Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros. A Administração adotou os comandos do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) – Arrendamentos em suas demonstrações contábeis findadas em 31 de dezembro de 2019.

4.19 Valor Justo

I. Ativo Contratual: O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual compreende 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.

II. Ativo Intangível da Concessão: representa o direito de cobrar os usuários pelos serviços de construção e melhorias da infraestrutura a serviço da concessão de distribuição de energia elétrica. Tendo em vista o 4º Termo aditivo do contrato de concessão 081/1999 de 09 de dezembro de 2015 que prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, a parcela da infraestrutura já existente correspondente ao ativo intangível foi mensurada pelo seu valor justo (Valor Novo de Reposição – VNR reconhecido pela ANEEL na Base de Remuneração Regulatória da Companhia). Após a renovação do contrato de concessão, o intangível com origem nos serviços de construção e melhorias é registrado ao custo de aquisição ou construção. O intangível da concessão está apresentado reduzido da amortização acumulada apurada pelo método linear.

III. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado é apurado por referência aos seus preços de fechamento na data de apresentação das demonstrações financeiras.

IV. Passivos Financeiros Não Destinados à Negociação: é calculado baseando-se no valor presente do principal e fluxos de caixa futuros, descontados pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras.

V. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.

4.20 Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos e financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso na CEEE-D.

4.21 Provisões para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço.

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

4.22 Outros Ativos e Passivos

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

4.23 Imposto de Renda e Contribuição Social

Os impostos e contribuições correntes e diferidos são determinados com base nas alíquotas vigentes na data do balanço e que devem ser aplicadas quando forem realizados ou quando forem liquidados.

A Administração avalia, periodicamente, as posições assumidas nas apurações de impostos sobre a renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações e estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

Os impostos e contribuições diferidos passivos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Impostos e contribuições diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias, com base em

projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do relatório. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

4.24 Provisão para Benefícios a Empregados

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

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

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

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

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

4.25 Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.26 Reconhecimento da Receita

Receita da Geração

A receita do segmento de Geração é reconhecida mensalmente pelo faturamento dos contratos firmados tanto em ambiente regulado como em ambiente livre, os quais são pactuados através de leilões de energia e preveem o fornecimento de uma determinada quantidade de energia em megawatt-hora por um determinado período de tempo, geralmente por vários períodos de um ano. Os valores a serem faturados mensalmente são pré-estabelecidos nos contratos, sendo que no ambiente regulado, as variações de demanda e fornecimento são acompanhadas e ajustadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Já no ambiente livre, as oscilações ocorridas nas quantidades de energia demandadas ou fornecidas são acordadas entre as partes do contrato, considerando os devidos ajustes no faturamento mensal. Conforme a Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, Resolução Homologatória ANEEL nº 1408/2012 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1410/2012, a receita do segmento de Geração é reconhecida por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

Receita da Transmissão

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

Receita de Construção

As controladas reconhecem a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas, o qual é avaliado pela 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.

Receita de Fornecimento

O reconhecimento da receita de fornecimento dá-se pelo faturamento mensal, conforme quantidades medidas de energia fornecida e preços homologados, com os respectivos impostos que compõem o cálculo do preço da tarifa.

Receita não Faturada

O valor refere-se ao fornecimento de energia elétrica e de uso de rede de distribuição não faturados, calculados em base de estimativas, referente ao período posterior a medição mensal e até o último dia do mês.

Receita de Construção

A controladas reconhecem a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O estágio de conclusão 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.

Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros. Refere-se também à receita de atualização das Notas do Tesouro Nacional NTN-Bs.

4.27 Despesa Financeira

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

4.28 Distribuição de Dividendos

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

4.29 Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 38.

4.30 Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a

construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes as compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento. Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

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

4.31 Demonstração do Resultado

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

4.32 Principais alterações nas normas contábeis – vigentes em 2019

4.32.1 IFRS 16 Leases (CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil)

Abordagens para a adoção inicial

O IASB emitiu a Norma IFRS 16 definindo os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação das operações de arrendamento mercantil. Chancelando as considerações deste *report*, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis promoveu a revisão do seu Pronunciamento Técnico CPC 06 (R1), que passou a contar com sua versão (R2), estando vigente a partir de 01 de janeiro de 2019. O princípio norteador desta nova normativa é o reconhecimento do ativo e passivo advindo do direito de uso e controle de um bem relacionado ao contrato de arrendamento.

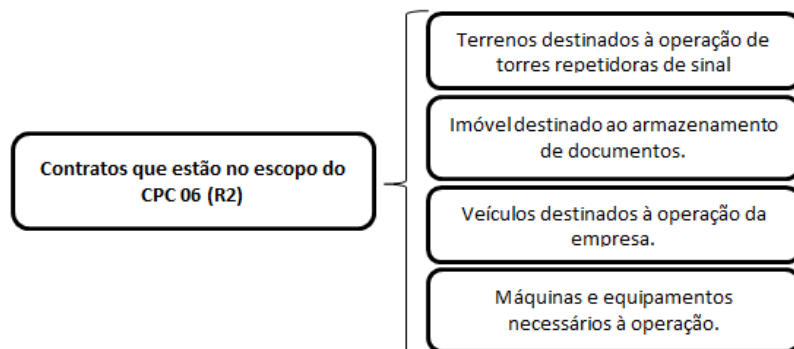
A Companhia adotou, como forma de transição, o modelo com efeito cumulativo a partir da vigência do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2), não reapresentando as informações comparativas com o exercício anterior, entretanto, demonstra os saldos iniciais de abertura e os saldos do exercício de 2019, conforme esclarecido nos itens C5 a C7 do pronunciamento.

A Companhia concretizou ao longo do exercício o levantamento de todos os seus contratos de locações e *leasings* para analisar aqueles que se enquadrariam no escopo da nova norma contábil e receberiam o tratamento de arrendamento mercantil.

Para o diagnóstico de aplicação da norma, foram observadas as seguintes condições:

Condições para a adoção da norma	Isenção de aplicação
i) Possui ativo identificado;	i) Prazo de arrendamento inferior a doze meses;
ii) Transfere o direito de uso em troca de contraprestação;	ii) Ativo de uso não é identificável;
iii) A arrendatária tem poder de direcionar a utilização do ativo; e	iii) Arrendatário não possui direito de direcionar a utilização; e
iv) Não há direito substancial de substituição pelo arrendador.	iv) contratos cujo ativo subjacente seja de baixo valor.

Sob o portfólio de contratos avaliados, foi possível identificar os seguintes resultados:



A partir do levantamento dos contratos, foram realizadas:

- Abordagem de transição;
- Mensuração dos ativos e passivos iniciais de direito de uso;
- Impactos da adoção no exercício de 2019;
- Impactos em exercícios seguintes.

Geração e Transmissão

Impactos nas contas patrimoniais.

Os principais reflexos se deram nas contas patrimoniais relacionadas ao reconhecimento do ativo e do passivo de direito de uso trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato, conforme demonstra a tabela seguinte:

Norma	CPC 06 (R1)		IFRS 16 / CPC 06 (R2)		
	Saldo em 31.12.2018	Saldo em 31.12.2019	Adoção em 01.01.2019	Movimentação em 2019	Saldo em 31.12.2019
Reflexos no balanço patrimonial					
Ativo					
Ativo de Direito de Uso.....	-	-	17.234	(3.389)	13.845
Passivo					
Arrendamentos a pagar.....	-	-	17.234	(3.271)	13.964

Política contábil do ativo e passivo de direito de uso

A Administração utilizou como premissa nos fluxos de caixa as parcelas das contraprestações previstas ao longo da vigência de todos os seus contratos de arrendamento, considerando a aplicação do reajuste pelo IPCA em cada exercício, conforme explícito em cláusula contratual.

A taxa de desconto foi utilizada em parâmetros nominais, sendo esta composta pela taxa incremental de empréstimos estimada pela Companhia em caso de captação de recursos para aquisição do ativo objeto de arrendamento. Desta forma, a taxa utilizada para desconto no fluxo de caixa foi estimada em 7,62% ao ano para todas as classes de ativos arrendados, sendo composta por 100% da CDI, adicionado o *spreed* de risco da Companhia no percentual de 3,25% ao ano.

Na sequência, apresenta-se o perfil da carteira de contratos, assim como os saldos em 31 de dezembro de 2019 e os fluxos de pagamentos estimados para os exercícios seguintes:

Composição do Passivo de Arrendamento

Classificação	Prazo Médio Contratual Remanescente (em anos)	Taxa Desconto % a.a.	Circulante	Não Circulante	Total Passivo de Arrendamento em 31.12.2019
Imóveis	14	7,62	65	3.261	3.326
Terrenos	13	7,62	2	66	68
Veículos	4	7,62	3.640	6.930	10.570
Total			3.706	10.257	13.964

Fluxo contratual de pagamentos

Período	Principal	Encargos	Desconto no Fluxo de Caixa	Saldo Arrendamentos a Pagar
2020	3.533	823	(650)	3.706
2021	3.816	540	(174)	4.182
2022	1.969	296	(75)	2.191
2023 e seguintes	2.933	1.119	(166)	3.885
Total	12.251	2.778	(1.065)	13.964

Os ativos de direito de uso estão constituídos pelo valor presente dos fluxos de caixa descontados no mesmo montante dos passivos de arrendamento inicialmente constituídos. As depreciações dos ativos de direito de uso estão construídas pelo método linear conforme o saldo remanescente dos contratos de arrendamento. O fluxo anual de depreciação estimada está previsto da seguinte forma:

Fluxo de depreciação dos arrendamentos

Categoria	Saldo Residual 31.12.2019	2020	2021	2022	2023 em diante
Imóveis	3.330	91	103	123	3.012
Terrenos	68	2	3	3	60
Veículos	10.448	3.718	4.014	2.009	707
Total	13.845	3.812	4.120	2.135	3.779

Impactos nas contas de resultado

Conforme preconiza a norma IFRS 16 /CPC 06 (R2), as despesas de locação, atribuídas a um fluxo de caixa ao longo da vigência contratual, são deslocadas para as linhas de despesa de depreciação e despesa financeira. Contudo, quando é encerrado o período do contrato, os valores apropriados no resultado líquido são nulos, ocorrendo apenas esta migração do resultado operacional para o resultado financeiro.

A tabela seguinte demonstra os impactos de adoção da norma no resultado líquido, assim como os ajustes ocorridos ao longo do exercício de 2019:

Norma	CPC 06 (R1)		IFRS 16 / CPC 06 (R2)	
	Saldo em 31.12.2018	Saldo em 31.12.2019	Impactos da adoção em 2019	Saldo em 31.12.2019
Despesas Operacionais				
Despesas de locações.....	6.169	6.464	(4.356)	2.108
Despesa de depreciação e amortização.....	23.892	30.097	-	30.097
Depreciação do direito de uso.....	-	-	3.389	3.389
Impacto no EBITDA	30.061	36.561	(967)	35.594
Despesas Financeiras				
Encargos Arrendamentos IFRS 16 / CPC 06 (R2)...	-	-	1.086	1.086
Impacto no Resultado Líquido	30.061	36.561	118	36.679

Para 2019, os impactos de adoção da norma provocaram um aumento de EBITDA na ordem de R\$967 mil, isso devido ao deslocamento da despesa operacional de locação para a despesa de depreciação do Direito de Uso e para a despesa financeira, esta última relacionada aos encargos do passivo de arrendamento. Já, no resultado líquido, a adoção causou uma redução do Lucro Líquido na ordem de R\$118 mil.

Ao longo do período de vigência dos contratos, o impacto no Lucro Líquido será neutralizado. Contudo, ocorrerá o deslocamento de R\$2,1 milhões da despesa operacional de locação para a despesa financeira de encargos do passivo de arrendamento. Desta forma, o EBITDA será impactado positivamente neste montante de R\$2,1 milhões.

Distribuição

Impactos nas contas patrimoniais

Os principais reflexos se deram nas contas patrimoniais relacionadas ao reconhecimento do ativo e do passivo de direito de uso trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato, conforme demonstra a tabela seguinte:

Norma	CPC 06 (R1)		IFRS 13 / CPC 06 (R2)		
Reflexo no Balanço Patrimonial	Saldo em 31/12/2018	Saldo 31/12/2019	Adoção em 01/01/2019	Movimentação em 2019	Saldo em 31/12/2019
Ativo					
Ativo de Direito de Uso	-	-	57.996	(12.110)	45.886
Passivo					
Arrendamentos a pagar	-	-	57.996	(11.449)	46.547

Política contábil do ativo e passivo de direito de uso

A Administração utilizou como premissa nos fluxos de caixa as parcelas das contraprestações previstas ao longo da vigência de todos os seus contratos de arrendamento, considerando a aplicação do reajuste pelo IPCA em cada exercício, conforme explícito em cláusula contratual.

A taxa de desconto foi utilizada em parâmetros nominais, sendo esta composta pela taxa incremental de empréstimos estimada pela Companhia em caso de captação de recursos para aquisição do ativo objeto de arrendamento. Desta forma, a taxa utilizada para desconto no fluxo de caixa foi estimada em 8,86% ao ano para todas as classes de ativos arrendados, sendo composta por 100% da CDI, adicionado o *spread* de risco da Companhia no percentual de 4,50% ao ano.

Na sequência, apresenta-se o perfil da carteira de contratos, assim como os saldos em 31 de dezembro de 2019 e os fluxos de pagamentos estimados para os exercícios seguintes:

Classificação	Composição do Passivo de Arrendamento				Total Passivo de Arrendamento em 31/12/2019
	Prazo Médio Contratual Remanecente (em anos)	Taxa de Desconto % aa	Circulante	Não Circulante	
Imóveis	5	8,86	559	2.142	2.701
Terrenos	15	8,86	36	2.203	2.239
Veículos	3	8,86	12.170	29.437	41.608
			TOTAL	33.782	46.547

Fluxo Contratual de Pagamentos				
Período	Principal	Encargos	Desconto no Fluxo de Caixa	Saldo Arrendamentos a Pagar
2020	12.381	3.287	(2.902)	12.766
2021	12.758	2.160	(1.204)	13.713
2022	12.931	1.022	521	14.474
2023 e seguintes	4.386	1.436	(227)	5.595
Total	42.455	7.905	(3.813)	46.547

Os ativos de direito de uso estão constituídos pelo valor presente dos fluxos de caixa descontados no mesmo montante dos passivos de arrendamento inicialmente constituídos. As depreciações dos ativos de direito de uso estão construídas pelo método linear conforme o saldo remanescente dos contratos de arrendamento. O fluxo anual de depreciação estimada está previsto da seguinte forma:

Fluxo de Depreciação de Arrendamentos					
Período	Residual	2020	2021	2022	2023 em diante
Imóveis	2.682	630	537	252	1.264
Terrenos	2.239	167	175	184	1.713
Veículos	40.965	12.065	12.622	12.973	3.304
Total	45.886	12.862	13.334	13.410	6.280

Impactos nas contas de resultado

Conforme preconiza a norma IFRS 16 /CPC 06 (R2), as despesas de locação, atribuídas a um fluxo de caixa ao longo da vigência contratual, são deslocadas para as linhas de despesa de depreciação e despesa financeira. Contudo, quando é encerrado o período do contrato, os valores apropriados no resultado líquido são iguais, ocorrendo apenas esta migração do resultado operacional para o resultado financeiro.

A tabela seguinte demonstra os impactos de adoção da norma no resultado líquido, assim como os ajustes ocorridos ao longo do exercício:

Norma	CPC 06 (R1)		IFRS 13 / CPC 06 (R2)	
Reflexo no Resultado	Saldo em 31/12/2018	Saldo em 31/12/2019	Impactos da Adoção	Saldo em 31/12/2019
Despesas Operacionais				
Despesas de Locações	14.396	16.672	(16.090)	582
Despesas de Depreciação e Amortização	103.505	125.005	-	125.005
Depreciação do Direito de Uso	-	-	12.110	12.110
Impactos no EBITDA	117.901	141.677	(3.980)	137.697
Despesas Financeiras				
Encargos Arrendamentos IFRS 16 / CPC 06 (R2)	-	-	4.641	4.641
Impacto no Resultado Líquido	117.901	141.677	661	142.339

Para 2019, os impactos de adoção da norma provocaram um aumento de EBITDA na ordem de R\$3,9 milhões, isso devido ao deslocamento da despesa operacional de locação para a despesa de depreciação do Direito de Uso e para a despesa financeira, esta última relacionada aos encargos do passivo de arrendamento. Já, no resultado líquido, a adoção causou uma redução do Lucro Líquido na ordem de R\$661 mil.

Ao longo do período de vigência dos contratos, o impacto no Lucro Líquido será neutralizado. Contudo, ocorrerá o deslocamento de R\$8,5 milhões da despesa operacional para a despesa financeira. Desta forma, o EBITDA será impactado positivamente neste montante de R\$8,5 milhões.

Informações adicionais

É oportuno comentar que existe um reflexo temporal nas apurações do Imposto de Renda e da Contribuição Social, uma vez que foram constituídos Ativo e Passivo Fiscais Diferidos para tratar as diferenças temporárias que ocorrem ao longo da vigência dos contratos de locação.

Para os impostos recuperáveis, a Companhia continua registrando no resultado pelo valor efetivo de pagamento das contraprestações. Para a apuração dos tributos, é assegurada a neutralidade.

A interpretação ICPC 22 esclarece como aplicar os requisitos para reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Neste contexto, a Companhia deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta Interpretação.

4.32.2 ICPC 22/IFRIC 23 Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

A interpretação ICPC 22 trata de como aplicar os requisitos para reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando existem incertezas sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Neste contexto, a Companhia deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta Interpretação.

Na avaliação da Administração da Companhia, não existiram impactos significativos em decorrência da interpretação, uma vez que todos os procedimentos adotados para a apuração e recolhimento de tributos sobre o lucro estão amparados na legislação e precedentes de Tribunais Administrativos e Judiciais.

4.32.3 Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2020, sendo que a Companhia não realizou sua adoção no âmbito das demonstrações financeiras aqui apresentadas e não planeja adotá-las de forma antecipada. Entretanto, realizou diagnóstico para identificar o reflexo desta adoção nas suas demonstrações financeiras para o exercício de 2020, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

4.32.3.1 Emendas do CPC 26 e CPC 23 – Definição de Materialidade

As emendas do CPC 26/IAS 1 e do CPC 23/IAS 8 esclarecem a definição de materialidade e alinham a definição usada na estrutura conceitual e nas demais normas contábeis. Estas emendas entrarão em vigência em 1º de janeiro de 2020. A Administração entende que estas emendas não trarão impactos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia.

4.32.3.2 IFRS 17 – Contratos de Seguro

Esta norma entrará em vigência a partir de 1º de janeiro de 2021 e substituirá o CPC 11 – Contratos de Seguro, que mantém requisitos das regras locais vigentes. O objetivo deste IFRS é fornecer um modelo global e abrangente para a contabilidade dos contratos de seguro, fornecendo informações relevantes sobre a essência destes contratos nas demonstrações financeiras das companhias, estando em linha com a padronização internacional das normas contábeis. A Administração entende que a adoção desta norma não trará impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS.

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE					
Numerário Disponível	5.1	-	2	36.992	21.503
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - SIAC/BANRISUL	5.2	92.248	-	449.860	302.504
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		92.248	2	486.852	324.007
NÃO CIRCULANTE					
Fundo Bradesco Empresas		-	-	7	9
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		-	-	7	9

5.1 Numerário Disponível

O valor de R\$36.992 (R\$21.503 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2 Aplicações Financeiras

O valor de R\$449.860 (R\$302.504 em 31 de dezembro de 2018) registrado no ativo circulante refere-se à aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE						
Consumidores	6.1	419.803	140.900	601.469	1.162.172	1.038.030
Suprimento de Energia		10.326	-	-	10.326	11.789
Encargo de Uso da Rede		90.627	-	-	90.627	78.318
Permissionárias		593	-	-	593	5
Parcelamentos	6.2	63.491	72.326	134.796	270.613	244.711
Energia de Curto Prazo - CCEE		-	-	7.310	7.310	-
Títulos de Crédito a Receber		474	-	-	474	501
Movimentação da Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	6.3	-	-	(730.019)	(730.019)	(589.008)
		585.314	213.226	13.556	812.095	784.346
NÃO CIRCULANTE						
Parcelamentos	6.2	77.934	-	-	77.934	98.767
		77.934	-	-	77.934	98.767

6.1 Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
Residencial	189.880	84.969	256.472	531.421	425.278
Industrial	29.033	8.536	59.566	97.135	101.749
Comercial Serviços e Outras Atividades	125.220	32.571	146.472	304.263	280.662
Rural	22.476	6.493	20.637	49.606	50.960
Poder Público	23.445	7.363	43.930	74.738	79.666
Iluminação Pública	10.799	734	74.339	85.872	82.364
Serviço Público	18.950	234	53	19.237	17.351
Total	<u>419.803</u>	<u>140.900</u>	<u>601.470</u>	<u>1.162.272</u>	<u>1.038.031</u>

6.2 Parcelamentos

O montante de R\$270.613 (R\$244.711 em 31 de dezembro de 2018) no ativo circulante e R\$77.934 (R\$98.767 em 31 de dezembro de 2018) no ativo não circulante refere-se a parcelamentos com consumidores, com prefeituras municipais, com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul e com a FAMURS – Federação das Associações de Municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

6.3 Movimentação da Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

Os valores referem-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

Os saldos compõem-se de:

CONSUMIDORES POR CLASSE	Saldo 31/12/2018	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2019
Residencial	178.923	77.549	-	256.472
Industrial	51.145	4.346	(1.547)	53.945
Comercial Serviços e Outras Atividades	106.113	28.028	-	134.140
Rural	15.117	2.726	-	17.843
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	115.573	10.183	(9.939)	115.817
Títulos de Créditos a Receber/Parcelamentos /Diversos	122.138	35.464	(5.801)	151.801
Total	589.008	158.297	(17.287)	730.019

Foram incluídos os valores totais dos créditos junto aos consumi]dores residenciais que apresentam débitos vencidos há mais de 90 dias; consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias; e consumidores industriais, rurais, poder público e iluminação pública vencidos há mais de 360 dias.

Para títulos de créditos a receber relacionados aos parcelamentos mantidos com seus credores, a Companhia adota a prática conservadora de provisionar como perda o saldo total ainda remanescente para o contrato quando ocorre sinalização de inadimplência maior que 90 dias.

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE		
PIS/COFINS a Compensar	676	981
ICMS a Compensar	1.351	7.592
IRPJ e CSLL a Compensar	4.545	5.834
INSS a Compensar	211	400
Outros Créditos a Compensar	1.184	21.794
Total	7.967	36.601
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar	53.539	41.319
PIS/COFINS a Compensar	2	2
INSS a Compensar	74	74
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1
IRRF a Compensar	-	49
Outros Créditos a Compensar	7	6
Total	53.623	41.451

A expectativa de realização dos valores registrados no ativo não circulante é de 04 anos conforme dispositivo legal estabelecido na Lei Complementar nº 87/1996 que permite a constituição e respectiva fruição deste crédito tributário.

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Estoque de Operação	58.028	68.400
Total	58.028	68.400

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados à manutenção das operações, em processo de classificação, resíduos e sucatas e destinados à alienação, todos valorados a preço médio. As perdas identificadas são reconhecidas no resultado do exercício.

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE			
Programa RELUZ	9.1	23	23
Programa de Eficiência Energética - PEE	9.2	15.821	23.105
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.3	21.467	16.707
Adiantamento a Fornecedores/Empregados	9.4	25.022	22.382
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.5	4.324	5.725
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		12.709	14.035
Cedência de Funcionários	9.6	669	715
Custos a Reembolsar.....	9.7	12.357	11.086
Dividendos a Receber.....	9.8	7.078	38.072
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.484/2018		-	141.038
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.640/2019	9.9	283.506	-
Serviço Próprio	9.10	22.288	59.543
Outros Devedores - CEEE-GT		7.248	4.494
Outros Devedores - CEEE-D		2.846	2.573
Total		415.357	339.500
NÃO CIRCULANTE			
Títulos de Crédito a Receber		17	17
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.871	1.871
Outros Devedores		87.388	105.676
Total		89.276	107.564

9.1 Programa RELUZ .

O valor de R\$23 (R\$23 em 31 de dezembro de 2018) refere-se ao Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – RELUZ, a serem reembolsados pelas Prefeituras, que tem como objetivo promover a modernização e melhoria da eficiência energética do sistema de iluminação pública nos municípios, por meio da substituição dos equipamentos atuais por tecnologias mais eficientes, visando combater o desperdício de energia elétrica.

9.2 Programa de Eficiência Energética – PEE

O valor de R\$15.821 (R\$23.105 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à aplicação dos recursos provenientes dos Programas de Eficiência Energética - PEE, que visam demonstrar à sociedade a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica. Quando da conclusão dos projetos, serão reconhecidos como liquidação da obrigação e, posteriormente submetidos à auditoria e avaliação final da ANEEL. (vide nota explicativa 26.1).

9.3 Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$21.467 (R\$16.707 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características. Quando da conclusão dos projetos, serão reconhecidos como liquidação da obrigação e, posteriormente submetidos à auditoria e avaliação final da ANEEL. . (vide nota explicativa 26.1).

9.4 Adiantamentos Fornecedores/Empregados

O valor de R\$25.022 (R\$22.382 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a adiantamentos de energia e encargos de uso da rede, e adiantamentos vinculados a folha de pagamento.

9.5 Subvenção à Receita Baixa Renda – Tarifa Social

O valor de R\$4.324 (R\$5.725 em 31 de dezembro de 2018) refere-se ao resultado gerado entre os aumentos e reduções de receita decorrentes da classificação dos consumidores residenciais na subclasse baixa renda,

conforme Resolução Normativa nº 472 de 24 de janeiro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

9.6 Cedência de Funcionários

O valor de R\$669 (R\$715 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à transações com partes relacionadas. O saldo constitui-se de remunerações de funcionários cedidos.

9.7 Custos a Reembolsar

O valor de R\$12.357 (R\$11.086 em 31 de dezembro de 2018) refere-se aos contratos de prestação de serviços, os quais tratam do escopo de revisões, acompanhamento técnico de engenharia, financeiro, administrativo, ambiental e avaliações de áreas e fiscalizações das obras.

9.8 Dividendos a Receber

O valor de R\$7.078 (R\$38.072 em 31 de dezembro de 2018), refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Chapecoense R\$8, TSLE R\$6.917, Etau R\$22, Complexo Eólico Povo Novo R\$17 e Enerfin R\$114.

9.9 Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.640/2019

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE à CEEE-D, no período de competência de novembro de 2019 a outubro de 2020, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 29)

9.10 Serviço Próprio

O valor de R\$22.288 (R\$59.543 em 31 de dezembro de 2018) refere-se aos gastos de pessoal, material, serviços de terceiros e outros, relativos aos serviços próprios em curso apurados pelo sistema de Ordem de Serviço – ODS, que serão transferidos na conclusão das ODS para as contas de Gastos Operacionais, nas subcontas adequadas.

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE		
Investimentos em Títulos do Governo	119.140	102.734
	<u>119.140</u>	<u>102.734</u>

10.1 Descrição

O saldo de R\$119.140 (R\$102.734 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à liquidação judicial do processo nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2, cuja decisão favorável do Superior Tribunal de Justiça – STJ (RESP nº 435.948-RS) proferida em 2005, transitou em julgado no ano de 2009 junto ao Supremo Tribunal Federal – STF.

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

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

- I. Data-base: 15 de julho de 2000;

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

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

10.2 Classificação

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

O Termo de Acordo, estabeleceu a transferência dos títulos em 03 tranches, sendo a primeira em até 10 dias úteis após a homologação do acordo, o que ocorreu em 09 de fevereiro de 2012, a segunda e a terceira tranches em 18/12/2012 e 17/12/2013, respectivamente. No entanto, o recebimento por parte da Companhia da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrasetoriais e financiamentos perante a Eletrobras, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 a Companhia efetivou a liquidação dos débitos nos prazos estabelecidos no Termo de Acordo, atendendo a cláusula condicionante para transferência das NTN-Bs nas datas previstas, reclassificando o ativo financeiro para a categoria de disponível para venda.

Desde a adoção da norma IFRS 9 (CPC 48 – Instrumentos Financeiros), este ativo é classificado como Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA).

10.3 Forma de Atualização das NTN-Bs

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN-Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

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

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

10.4 Movimentação

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

	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita financeira	Impostos
Posição em 31/12/2018	102.734	9.422	162	-	-
Atualização pela taxa efetiva.....	8.277	-	-	8.277	-
Valorização do valor justo	20.541	-	20.541	-	-
Venda do ativo financeiro.....	(7.330)	-	(673)	673	-
Juros Recebidos.....	(5.082)	-	-	-	-
Efeito tributário.....	-	12.868	(6.776)	-	(6.092)
Posição em 31/12/2019	119.140	22.290	13.254	8.950	(6.092)

11. ATIVO / PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$99.459 (R\$161.895 em 31 de dezembro de 2018) refere-se aos ativos e passivos financeiros decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do ciclo tarifário e aqueles que são efetivamente pagos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente pagos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente pagos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo reajuste tarifário. Segue abaixo a composição do saldo do ativo financeiro setorial líquido (Vide nota explicativa nº1.1.3.2).

	Saldo em 31/12/2018	Ciclo Passado	Apropriação Nota Tec. 214/2019	A Amortizar Ciclo Passado 12/2019	Constituição o Ciclo Corrente até 12/2019	Atualização Monetária Ciclo Corrente até 12/2019	Saldo em 31/12/2019
CVA Ativa	517.224	(517.224)	271.519	(63.485)	84.801	3.909	296.744
CVA AQUISIÇÃO ENERGIA - CICLO PASSADO	408.654	(408.654)	270.953	(63.462)	-	-	207.491
CVA AQUISIÇÃO ENERGIA - CICLO CORRENTE	63.104	(63.104)	-	-	66.277	3.579	69.856
CVA TRANSP. ITAIPU CICLO PASSADO	-	-	565	(23)	-	-	542
CVA TRANSP. ITAIPU CICLO CORRENTE	896	(896)	-	-	1.247	87	1.334
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO PASSADO	28.129	(28.129)	-	-	-	-	-
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO CORRENTE	221	(221)	-	-	17.278	243	17.521
CVA CDE CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-	-
CVA CDE CICLO CORRENTE	11.022	(11.022)	-	-	-	-	-
CVA ANGRA ESS/EER CICLO PASSADO	4.389	(4.389)	-	-	-	-	-
CVA ESS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO CORRENTE	809	(809)	-	-	-	-	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais	120.002	(120.002)	259.619	(33.947)	309	1	225.982
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO PASSADO	15.389	(15.389)	36.635	(4.790)	-	-	31.845
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO CORRENTE	-	-	-	-	309	1	310
CVA OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS CICLO PASSADO	78.277	(78.277)	155.101	(20.280)	-	-	134.821
CVA OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-	-
CVA OUTROS CICLO PASSADO	26.336	(26.336)	67.882	(8.876)	-	-	59.006
CVA OUTROS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-	-
Total do Ativo	637.226	(637.226)	531.137	(97.432)	85.110	3.910	522.726
CVA Passiva	(222.362)	222.362	(226.057)	34.037	(49.770)	(1.698)	(243.489)
CVA ENERGIA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-	-
CVA ENERGIA CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-	-
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-	-
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO CORRENTE	(29.482)	29.482	-	-	-	-	-
CVA CDE ACR CICLO PASSADO	-	-	(15.276)	-	(337)	-	(15.613)
CVA CDE CICLO CORRENTE	(82)	82	-	-	(33.397)	(350)	(33.748)
CVA ESS CICLO PASSADO	(173.703)	173.703	(210.781)	34.037	-	-	(176.744)
CVA ESS CICLO CORRENTE	(17.580)	17.580	-	-	(14.826)	(1.271)	(16.097)
CVA PROINFA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO CORRENTE	(1.515)	1.515	-	-	(1.210)	(77)	(1.287)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(12.749)	12.749	-	-	(3.845)	(9)	(3.854)
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-	-
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO CORRENTE	(12.749)	12.749	-	-	(3.845)	(9)	(3.854)
Outros Componentes Financeiros	(223.336)	223.336	(137.727)	15.777	(20.280)	-	(142.230)
CVA SOBRECONTRATAÇÃO MCP CICLO PASSADO	(66.981)	66.981	(23.233)	3.038	-	-	(20.195)
CVA Sobrecontratação para o ano civil de 2016	(15.778)	15.778	(17.066)	-	-	-	(17.066)
CVA OUTROS COMP. FINANCEIROS CICLO PASSADO	(124.240)	124.240	(97.428)	12.739	-	-	(84.689)
CVA OUTROS COMP. FINANCEIROS CICLO CORRENTE	(16.337)	16.337	-	-	(20.280)	-	(20.280)
CDE ACR	-	-	-	-	-	-	-
Total do Passivo	(458.447)	458.447	(363.785)	49.814	(73.896)	(1.707)	(389.573)
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial Líquido	178.779	(178.779)	167.352	(47.618)	11.214	2.203	133.153

Outros Componentes Setoriais Financeiros

	Saldos em 31/12/2017	Ciclo Passado	Apropriação Nota Tec. 214/2019	Amortização	Constituição	Atualização	Saldos em 31/12/2019
Despesas Pagas antecipadamente							
Quotas de Custeio e Energia - PROINFA	6.156	-	-	(188.632)	199.737	-	17.261
Total do Ativo	6.156	-	-	(188.632)	199.737	-	17.261
Demais Passivos Financeiros Setoriais							
Reversão Faturamento Ultrapassagem de Demanda	(7.779)	-	-	1.814	(10.607)	-	(8.793)
Reversão Faturamento Ultrapassagem de Demanda	(2.038)	-	-	1.814	(10.607)	-	(10.831)
Reversão Faturamento Ultrapassagem de Demanda	(5.741)	-	-	-	-	-	(5.741)
Reversão Fatur. Excedente de Reativos	(15.261)	-	-	5.420	(24.541)	-	(19.121)
Reversão Fatur. Excedente de Reativos	(3.885)	-	-	5.420	(24.541)	-	(23.006)
Reversão Fatur. Excedente de Reativos	(11.376)	-	-	-	-	-	(11.376)
Total do Passivo	(23.040)	-	-	7.234	(35.148)	-	(50.955)
Total Outros Componentes Setoriais Financeiros Líquido	(16.884)	-	-	(181.398)	164.589	-	(33.694)
Total Ativo Financeiro Setorial	161.895	(178.779)	167.352	(229.016)	175.803	2.203	99.459

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$144.704 (R\$145.321 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a depósitos judiciais de processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando os saldos das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 27).

13. ATIVO DE CONCESSÃO

13.1 Ativo de Concessão Contratual

Composição dos saldos do Ativo da Concessão Contratual:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	125.770	117.489
	125.770	117.489
Não Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.090.951	1.040.993
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	353.089	481.849
	1.444.040	1.522.842

13.1.1 Geração e Transmissão

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	125.770	117.489
Não Circulante	1.090.951	1.040.993
	1.216.721	1.158.482

Com base no Contrato de Concessão nº 080/2002, no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e no Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 025/2000, a Administração aplica o modelo "Ativo Contratual", em observância à norma CPC 47, considerando que a infraestrutura disponibilizada ao serviço da concessão está sujeita ao cumprimento das obrigações de desempenho para fazer jus à contraprestação esperada, no caso à RAP (Receita Anual Permitida) e à RAG (Receita Anual de Geração), e não somente à passagem do tempo.

A Administração considera ainda que as novas receitas atinentes aos contratos de concessão renovados têm origem, exclusivamente, às novas obras de reforços e melhorias, as quais são submetidas às Resoluções Autorizativas e revisões tarifárias que produzem ajustes diretamente nas receitas inseridas no fluxo de caixa em

relação aos valores de investimento realizados. Neste contexto, as receitas autorizadas não preveem margens de construção, não havendo ganhos ou perdas de eficiência nesta fase, ou estão próximas a zero.

Em 31 de dezembro de 2019, o valor de R\$947.569 é composto por R\$32.913, referente à infraestrutura vinculada ao Contrato de Concessão nº 080/2002, por R\$807.425, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e R\$107.231 refere-se ao Contrato de Concessão nº 025/2000. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras que não possuem Resolução Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

Movimento do Ativo de Concessão – Contratual

	CONSOLIDADO				Total
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 025/2000	Contrato 001/2011 TESB	
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	764.026	39.298	85.990	269.168	1.158.482
(+) Receita de Construção (Adições).....	52.142	-	24.434	15.242	91.818
(+) Receita Financeira.....	93.049	10.755	3.398	27.142	134.345
(-) Baixas.....	(1.270)	-	(18)	-	(1.287)
(-) Amortização do período.....	(100.319)	(17.140)	(6.554)	(14.176)	(138.188)
(-) Outros.....	(204)	-	(20)	(28.224)	(28.448)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	807.425	32.913	107.231	269.152	1.216.721
Em 31 de Dezembro de 2019 - Circulante	104.602	11.798	6.277	3.093	125.770
Em 31 de Dezembro de 2019 - Não Circulante	702.822	21.115	100.955	266.059	1.090.951

Em 31 de dezembro de 2019, o valor de R\$1.090.951 é composto R\$807.425 referente ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001, por R\$32.913 referente à infraestrutura vinculada ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 080/2002, por R\$107.231 referente ao Contrato de Concessão de Geração nº 025/2000, e pro R\$269.152 referente ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 001/2011, da Controlada TESB.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.565/2019 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001 que entraram em operação após 2012 (RBNI), classificados como Ativo Contratual, é de R\$129.209. Para estes ativos, a receita de Operação e Manutenção - O&M é estimada em 19% da RAP e a remuneração reconhecida em 2019 pela taxa implícita do contrato foi de 12,51% a.a.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.565/2019 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 080/2002, classificados como Ativo Contratual, é de R\$25.454. A receita de O&M é estimada em 30% da RAP e a remuneração reconhecida em 2019 pela taxa implícita do contrato foi de 33,74% a.a.

Os ativos do Contrato de Concessão de Geração nº 025/2000 alcançados pela Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, classificados como Ativo Contratual, têm sua Receita Anual de Geração - RAG de R\$118.415 definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.587/2019, contemplando o valor de R\$46.984 de receita adicional para a remuneração do capital e investimentos em melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão. A receita de O&M é estimada em 95% da RAG e em 2019 a remuneração reconhecida pela taxa implícita do contrato foi de 3,51% a.a.

Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

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

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

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

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

13.1.2 Distribuição

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, são classificados como ativo contratual (infraestrutura em construção), pois a Companhia terá o direito de (i) cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos ou (ii) receber dinheiro ou outro ativo financeiro, pela reversão da infraestrutura do serviço público, apenas após a transferência dos bens em construção (ativo contratual) para intangível e/ou financeiro da concessão. O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção.

A movimentação do ativo contratual (infraestrutura em construção) está demonstrada a seguir:

	Ativo Financeiro 31/12/2019	Ativo Financeiro 31/12/2018
Saldo inicial	481.849	374.203
(+) Atualização Financeira.....	141.024	208.993
(+/-) Transferência (Bifurcação).....	(268.594)	(101.399)
(-) Baixas.....	-	-
Outros.....	(1.190)	52
Saldo final	353.089	481.849

13.2 Ativo de Concessão Financeiro

Composição dos saldos do Ativo de Concessão Financeiro

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	319.357	282.770
Total	319.357	282.770
Não Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.254.968	1.412.735
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	222.738	189.914
Total	1.477.706	1.602.649

13.2.1 Geração e Transmissão

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Circulante.....	319.357	282.770
Não Circulante	1.254.969	1.412.735
	1.574.326	1.695.505

O montante de R\$1.574.326 (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, tendo seus valores estabelecidos no Despacho ANEEL nº 1.643/2016.

Os recebimentos das parcelas de indenização por meio da RAP de Transmissão foram definidos na Portaria MME nº 120, de 20 de abril de 2016, sendo os valores para o ciclo de RAP 2017/2018 homologados pela Resolução ANEEL nº 2.258/2017.

Conforme o Despacho ANEEL nº 1.779/2017 e, em consonância à sentença judicial favorável à liminar conduzida pela ABRACE, ABIVIDRO e ABRAFE, a ANEEL suspendeu o pagamento do custo de capital (*ke*) relativo ao período de 1º de janeiro de 2013 a 30 de junho de 2017 da parcela que compõe a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUSD.

Neste contexto, a Administração entende que, por meio dos dispositivos regulatórios do setor elétrico, assim com as disposições do contrato de concessão, é indiscutível o direito de recebimento dos valores homologados a título de indenização da RBSE e, por isso, mantém estes valores classificados como “Ativo Financeiro” segundo os regramentos do CPC 48, uma vez que não existem obrigações de performance a serem cumpridas para o recebimento da contraprestação, a não ser a passagem do tempo.

O custo de capital inserido nas parcelas de reintegração relativas ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017 (*ke*), em discussão no âmbito da liminar judicial, foram segregados em controle auxiliar do ativo financeiro, estando registrados pelo seu valor justo através de fluxo de caixa descontado pelo WACC Regulatório e sem qualquer atualização.

Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONSOLIDADO	
	Contrato 055/2001 RBSE	Total
Saldo inicial	1.695.505	1.893.018
(+) Receita Financeira.....	168.181	115.851
(-) Amortização do período.....	(289.360)	(313.364)
Saldo final	1.574.326	1.695.505
Saldo Circulante.....	319.357	282.770
Saldo Não Circulante.....	1.254.969	1.412.735

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.565/2019 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001, abrangidos pela Portaria nº 120 MME, a qual estabeleceu que os valores homologados pela ANEEL a título de indenização (RBSE) é de R\$303.597, sendo R\$149.481 referente ao componente econômico e R\$154.116 ao componente financeiro. A remuneração do Ativo Financeiro no ano de 2019 foi de 11,79% (WACC regulatório + IPCA).

13.2.2 Distribuição

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão. Sobre esse ativo a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros a “valor justo por meio do resultado”, pois o fluxo de caixa é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório e tem sua estimativa baseada no valor novo de reposição - VNR depreciado da Base de Remuneração Regulatória - BRR, que é revisada a cada 05 anos, dentro dos processos de Revisão Tarifária da Distribuidora. Nos períodos entre as Revisões Tarifárias, a Administração atualiza o ativo financeiro da concessão pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, de acordo com o definido na regulamentação para atualização da Base de Remuneração.

A movimentação dos bens do Ativo Financeiro da concessão está demonstrada a seguir:

	31/12/2019	31/12/2018
Saldo inicial	189.914	178.892
(+) Atualização Financeira.....	6.470	7.267
(+/-) Transferência (Bifurcação).....	26.006	3.930
(-) Baixas.....	(102)	(124)
Outros.....	450	(51)
Saldo final	222.738	189.914

13.3 Ativo Intangível da Concessão

Em 31 de dezembro de 2019, o valor de R\$1.711.899 (em 31 de dezembro de 2018 R\$ 1.603.305) referente ao intangível da concessão integra o total da rubrica do ativo intangível, cuja composição e movimentação estão apresentadas na nota explicativa 20. O intangível da concessão é composto pelos valores dos serviços de construção e melhorias da infraestrutura a serviço da concessão, líquidos de amortização, e que serão recebidos pela Companhia através da cobrança dos usuários do serviço na tarifa de energia elétrica. A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens. A Companhia amortiza o ativo intangível de uma forma linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante da infraestrutura ao alcance da ICPC 01.

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, os bens e instalações utilizados na distribuição e comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/2015 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Valor Recuperável do Ativo da Concessão

Em 31 de dezembro de 2019, o valor dos Ativos Vinculados à Concessão totaliza R\$2.287.726 (em 31 de dezembro de 2018 R\$2.275.068). Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indicações de que eles estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda. Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica: I) As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão; II) As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras; III) Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária; IV) O contrato de concessão ou permissão é de não circulante, o que viabiliza melhor planejamento das atividades; V) As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens; e VI) Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente ressarcida pelo valor desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável. A Companhia apurou, ao final do exercício, o valor recuperável de seus ativos e concluiu que não existem perdas a serem reconhecidas.

14. BENS E DIREITOS DESTINADOS À ALIENAÇÃO E RENDA

Refere-se a imóveis e bens destinados à futura utilização pela Companhia no serviço concedido e a bens mantidos para obtenção de renda e ao custo dos terrenos e edificações que se encontram sem utilização e que

serão alienados conforme planos da Companhia. Dentre os quais constam os hortos florestais localizados nos municípios de Alegrete, Candiota, Triunfo e Charqueadas.

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda.....	59.948	59.949
(-) Amortização Acumulada.....	(15.388)	(15.388)
	44.560	44.561

15. PAGAMENTOS ANTECIPADOS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Pagamentos Antecipados.....	1.730	1.107
	1.730	1.107

O valor de R\$1.730 (R\$1.107 em 31 de dezembro de 2018), corresponde à apropriação das quotas de custeio PROINFA relativo às concessionárias do serviço público de transmissão que atendam consumidores livre e/ou autoprodutor com unidade de consumo conectada às instalações de Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.

16. INVESTIMENTOS MANTIDOS PARA VENDA

Na reunião do dia 23 de outubro de 2019 o Conselho de Administração da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, autorizou o cancelamento e encerramento do processo de Desinvestimento da CEEE-GT nas investidas Companhia Energético Rio das Antas - CERAN, Campos Novos Energia - ENERCAN, Chapecoense Geração S/A - CHAPECOENSE, Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE, Fronteira Oeste Transmissora de Energia - FOTE e Empresa de Transmissão do Alto Uruguai - ETAU.

17. INVESTIMENTOS

17.1 Controladas

Refere-se à participação da CEEE-Par na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT e na Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, com o percentual de 65,92% no capital social de cada Controlada.

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT é uma empresa de economia mista, responsável pelo serviço público de energia elétrica, integrada pelas áreas de Geração e Transmissão, originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - CEEE, concluído em novembro de 2006.

Já a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D é uma empresa organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006 e foi constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica, conforme Assembleia Geral Extraordinária realizada em 27 de novembro de 2006 (Ata nº 170), que consignou, nos termos do artigo 229, § 2º, da Lei nº 167 6.404/1976, tendo sido observadas todas as formalidades legais para tanto, a constituição formal da CEEE-D, a qual somente iniciou as atividades previstas no seu objeto social a partir do dia 1º de dezembro de 2006. Esta mesma AGE aprovou o tratamento das variações patrimoniais previstos na Proposta e Justificação de Cisão de que os resultados e as variações patrimoniais que sejam atribuídas à atividade de distribuição de energia elétrica entre o Balanço Base de Cisão (30 de setembro de 2006) e a data de 30 de novembro de 2006 foram registrados na CEEE-D.

17.2 Saldos de Controladas

	CONTROLADORA	
	31/12/2019	31/12/2018
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	(2.778.629)	(1.854.444)
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.580.363	1.564.157
	(1.198.266)	(290.287)

17.3 Principais Informações de Controladas

Movimentação dos investimentos

	CEEE-D		CEEE-GT		TOTAL	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Ativo Circulante	1.286.170	1.336.742	1.082.632	1.403.624	2.368.802	2.740.366
Ativo Não Circulante	2.862.242	2.836.494	3.963.755	3.598.997	6.825.997	6.435.491
Passivo Circulante	4.446.965	3.208.767	491.120	658.345	4.938.085	3.867.112
Passivo Não Circulante	3.456.004	3.316.910	2.172.554	1.971.697	5.628.558	5.288.607
Patrimônio líquido	(3.754.557)	(2.352.441)	2.382.713	2.372.580	(1.371.844)	20.139
Resultado do exercício	(1.082.512)	(989.345)	389.361	173.439	(693.151)	(815.906)
% de participação	65,92%	65,92%	65,92%	65,92%		
Saldo do investimento no início do período	(1.854.445)	(1.004.536)	1.564.157	1.622.254	(290.288)	617.718
Realização dos tributos diferidos sobre avaliação patrimonial na investida	-	-	(4.759)	1.066	(4.759)	1.066
Reconhecimento do ajuste de exercícios anteriores na investida	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros	-	-	13.097	2.966	13.097	2.966
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes na investida	-	-	4.467	706	4.467	706
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC	-	116.812	-	-	-	116.812
Dividendos	-	-	(60.854)	(92.288)	(60.854)	(92.288)
Registro do Ganho/Perda Atuarial	(210.683)	(141.615)	(193.644)	(136.223)	(404.327)	(277.838)
Recursos Destinados a Aumento de Capital (Reversão por Prescrição)	-	-	-	-	-	-
Dividendos não recebidos	-	-	-	-	-	-
Dividendos provisionados / reversão	-	-	-	-	-	-
Resultado de equivalência patrimonial	(713.500)	(825.106)	257.899	165.676	(455.601)	(659.430)
Saldo do investimento no final do período	(2.778.628)	(1.854.445)	1.580.363	1.564.157	(1.198.265)	(290.288)

17.4 Investimentos Geração e Transmissão

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Participações societárias permanentes		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	547.571	84.215
Avaliadas pelo método de custo.....	2.889	3.024
(-) Provisão Para Redução Ao Valor Recuperável.....	(124.499)	(124.499)
	<u>425.961</u>	<u>(37.260)</u>

17.4.1 Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

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

Hídrico	Transmissão	Eólico
CERAN	TESB	Ventos de Curupira
Jaguari	FOTE	Ventos de Povo Novo
Chapecoense	TSLE	Ventos de Vera Cruz
ENERCAN	TPAE	Palmares
	ETAU	Ventos da Lagoa
		Ventos do Litoral
		Ventos do Sul
		Ventos dos Índios

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

	31/12/2019		31/12/2018	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB.....	342.190	92,63%	342.190	92,63%
Ventos de Curupira.....	55.929	99,99%	55.929	99,99%
Ventos de Povo Novo.....	24.639	99,99%	24.639	99,99%
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	99,99%	62.759	99,99%
Coligadas				
Chapecoense.....	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Jaguari.....	17.680	10,50%	17.680	10,50%
Ceran.....	120.000	30,00%	120.000	30,00%
Enercan.....	200.787	6,51%	200.787	6,51%
TSLE.....	379.861	49,00%	379.861	49,00%
TPAE.....	38.146	9,65%	20.350	20,00%
FOTE.....	153.825	49,00%	128.325	49,00%
Etau.....	34.895	10,00%	34.895	10,00%
Palmares.....	114.116	10,00%	114.116	10,00%
Ventos da Lagoa.....	88.701	10,00%	88.701	10,00%
Ventos do Litoral.....	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventos do Sul.....	964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios.....	63.641	10,00%	63.641	10,00%

17.4.2 Controladas

Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. – TESB

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

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

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT.

Em 2016 a Companhia integralizou capital na investida no montante de R\$176,7 milhões, mediante a emissão de 176.710.061 novas ações, mantendo sua participação no empreendimento em 90,40%.

Durante o exercício de 2018 houve nova integralização por parte da CEEE-GT no montante de R\$86,02 milhões, mediante a emissão de 86.020.000 novas ações, sendo acompanhada pela acionista Procable e havendo cedência de quotas por parte da acionista Zhejiang United Engineering CO Ltda., evento que culminou no aumento de participação na controlada, resultando em um controle de 92,63% das ações. Não houve ágio decorrente da operação.

A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 92,63% do capital social subscrito, totalizando R\$316,9 milhões.

Complexo Eólico Povo Novo

O complexo Eólico Povo Novo está localizado no município de Rio Grande – RS, sendo formado por 3 Centrais Geradoras Eólicas (CGE), totalizando a potência instalada de 52,5MW.

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

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potência instalada é de 23,1MW;

- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potência instalada é de 8,4MW;
- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potência instalada é de 21MW;

No exercício de 2017 foram integralizados os adiantamentos para futuro aumento de capital, nos montantes de R\$14,1 milhões no Ventos de Povo Novo, R\$39,7 milhões no Ventos de Curupira e R\$38,5 milhões no Ventos de Vera Cruz. Já no exercício de 2018 ocorreu nova integralização nos montantes de R\$10,5 milhões em Ventos de Povo Novo, R\$16,1 milhões em Ventos de Curupira e R\$24,1 milhões em Ventos de Vera Cruz, mantendo a participação nos empreendimentos em 99,99%, não havendo ágio na operação.

17.4.3 Impairment

Para o exercício de 2016 a Companhia estimou o valor recuperável dos seus investimentos nas controladas TESB e Complexo Eólico Povo Novo, com base no valor em uso, sendo este mensurado com base no valor presente dos fluxos de caixas futuros estimados.

Os fluxos de caixa foram projetados com base no resultado operacional e projeções dos empreendimentos até o término das concessões.

A controlada TESB registrou em suas demonstrações um *impairment* de R\$84,2 milhões em 2016 e R\$44 milhões em 2017. Já no exercício de 2018 ocorreu contabilização de R\$10,4 milhões como reversão da perda anteriormente reconhecida.

Já no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo foi registrado R\$104,3 milhões com perda de valor recuperável no empreendimento em 2016, R\$9 milhões em 2017 e R\$1,65 milhões em 2018, sendo todo montante contabilizado na controladora CEEE-GT.

17.5 Coligadas

Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE

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

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

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

Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE

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

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

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

- LT Povo Novo - Marmeleiro, com extensão aproximada de 154Km, com origem na SE Povo Novo e término na SE Marmeleiro;
- LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar, com extensão aproximada de 52Km, com origem na SE Marmeleiro e término na SE Santa Vitória do Palmar;
- SE 525/230 kV Povo Novo;
- SE 525kV Marmeleiro;
- SE 525/138 kV Santa Vitória do Palmar; e
- Instalações de Transmissão de Rede Básica na SE Povo Novo.

Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

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

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

Transmissora Porto Alegrense Ltda - TPAE

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

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

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

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

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 17 de maio de 2019, foi aprovado aumento da capital da TPAE, no entanto a CEEE-GT optou por não acompanhar a integralização de capital, reduzindo sua participação de 20% para 9,65%.

Jaguari Energética S.A

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

Em 30 de agosto de 2004, a participação da CEEE-GT reduziu de 30% para 14,19%. Em novembro de 2006, conforme Resolução de Diretoria nº 486, a Companhia não manifestou interesse em acompanhar os aportes deliberados pelos demais acionistas da empresa, reduzindo a participação para 10,5%.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU

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

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

Parques Eólicos Palmares S.A

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

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

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

Ventos da Lagoa Energia S.A

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

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

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

Ventos do Litoral Energia S.A

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

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

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

Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta

sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, de R\$18.174.

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

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

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

Contraprestação Efetivamente Transferida.....	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes.....	80.879
Ativos não Circulantes.....	422.459
Passivos Circulantes.....	(98.623)
Passivos não Circulantes.....	(236.451)
Valor justo líquido (Participação de 10%).....	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill)	18.174

Ventos dos Índios Energia S.A

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

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

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

Chapecoense Geração S.A

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

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

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

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

Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

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

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

17.6 Informações Financeiras das Investidas

17.6.1 Demonstrações Financeiras Controladas

Balço Patrimonial	31/12/2019			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5.400	1.086	615	1.112
Outros Ativos Circulantes.....	4.842	358	85	33
Ativo Não Circulante.....	303.711	80.618	35.456	88.260
	<u>313.953</u>	<u>82.062</u>	<u>36.156</u>	<u>89.405</u>
Passivo e Patrimônio Líquido				
Outros Passivos Circulantes.....	6.815	362	155	303
Outros Passivos Não Circulantes.....	93.895	22.510	9.936	22.042
Patrimônio Líquido.....	213.243	59.190	26.065	67.060
	<u>313.953</u>	<u>82.062</u>	<u>36.156</u>	<u>89.405</u>

Demonstração do Resultado	31/12/2019			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida.....	43.236	72	22	64
Custo de Operação.....	(66.074)	-	-	-
Lucro Bruto.....	(22.838)	72	22	64
Despesas Operacionais.....	(1.274)	(776)	(426)	(580)
Resultado Financeiro.....	(798)	(35)	-	3
Lucro Antes dos Impostos.....	(24.910)	(739)	(404)	(513)
Impostos sobre o Lucro.....	(454)	-	-	-
Lucro líquido.....	<u>(25.364)</u>	<u>(739)</u>	<u>(404)</u>	<u>(513)</u>

17.6.2 Demonstrações Financeiras Controladas e Coligadas

	31/12/2019				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
Controladas					
TESB.....	342.190	213.243	213.243	(25.364)	(25.364)
Ventos de Curupira.....	55.929	59.190	53.559	(739)	(739)
Ventos de Povo Novo.....	24.639	26.065	23.361	(404)	(404)
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	67.060	60.869	(513)	(513)
Coligadas					
Chapecoense.....	714.509	1.024.659	1.024.659	306.209	306.209
Jaguari.....	17.680	18.232	18.232	136	136
Ceran.....	120.000	297.523	297.523	105.468	105.468
Enercan.....	200.787	523.062	523.062	250.740	250.740
TSLE.....	379.861	420.223	420.223	(11.092)	(11.092)
TPAE.....	38.146	42.612	19.552	4.460	4.460
FOTE.....	153.825	191.536	110.526	(17.984)	(17.984)
Etau.....	34.895	82.864	82.864	13.206	13.206
Palmares.....	114.116	123.165	123.165	10.899	10.899
Ventos da Lagoa.....	88.701	114.665	114.665	6.174	6.174
Ventos do Litoral.....	102.901	113.985	113.985	2.975	2.975
Ventos do Sul.....	964	5.882	5.882	48.009	48.009
Ventos dos Índios.....	63.641	82.196	82.196	(328)	(328)

17.7 Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Centrais Elétricas S.A - ELETROSUL.....	2.013	2.137
Piratini Energia S.A.....	-	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo.....	876	876
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos.....	(354)	(354)
	<u>2.535</u>	<u>2.669</u>

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

17.8 Movimentação dos investimentos

CONTROLADORA/CONSOLIDADO						
	Saldos em 31/12/2018	Aumento /Redução de Capital	Equivalência Patrimonial	Dividendos	Ajuste Exercícios Anteriores	Saldos em 31/12/2019
Controladas						
TESB.....	213.268	-	(23.495)	-	(1.412)	188.362
Ventos de Curupira.....	3.670	-	(739)	-	-	2.932
Ventos de Povo Novo.....	5.389	-	(404)	-	-	4.986
Ventos de Vera Cruz.....	15.360	-	(513)	-	-	14.847
Coligadas						
Chapecoense.....	87.486	-	27.559	(17.859)	(4.967)	92.219
Jaguari.....	1.836	-	14	(183)	248	1.915
Ceran.....	83.770	-	31.640	(12.600)	(13.554)	89.256
Enercan.....	28.445	-	16.333	(9.511)	(5.278)	29.989
TSLE.....	194.817	-	(5.435)	-	16.527	205.909
TPAE.....	3.031	-	430	-	650	4.111
FOTE.....	42.237	12.495	(8.812)	-	8.238	54.158
Etau.....	8.812	-	1.321	(1.746)	(101)	8.286
Palmares.....	12.815	-	572	(1.069)	-	12.318
Ventos da Lagoa.....	11.062	-	617	(212)	-	11.467
Ventos do Litoral.....	10.986	-	412	-	-	11.398
Ventos do Sul.....	17.562	(14.000)	4.801	(7.081)	(694)	588
Ventos dos Índios.....	8.272	-	(53)	-	-	8.219
Ágio Parques Eólicos.....	974	-	-	-	-	974
Ágio Ventos do Sul.....	18.174	-	-	-	-	18.174
	<u>767.966</u>	<u>(1.505)</u>	<u>44.249</u>	<u>(50.261)</u>	<u>(343)</u>	<u>760.108</u>

17.9 Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

CONSOLIDADO		
	31/12/2019	31/12/2018
Complexo Eólico Povo Novo.....	-	-
FOTE.....	39.695	12.500
TESB.....	-	-
	<u>39.695</u>	<u>12.500</u>

18. IMOBILIZADO

CONSOLIDADO		
	31/12/2019	31/12/2018
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D.....	200.684	206.777
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE- GT.....	658.355	677.480
	<u>859.039</u>	<u>884.257</u>

Geração e Transmissão

CONTROLADORA							
	31/12/2017	Movimento	31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2019
Custo							
Barragens.....	766.633	(170.051)	596.582	-	-	-	596.582
Terrenos.....	16.154	-	16.154	-	-	-	16.154
Edificações.....	120.237	(4)	120.233	-	(105)	-	120.128
Máquinas e Equipamentos.....	589.712	(62.233)	527.479	-	(684)	1.750	528.545
Veículos.....	13.855	99	13.954	-	-	126	14.080
Móveis e Utensílios.....	4.210	(27)	4.183	-	(35)	-	4.148
	<u>1.510.801</u>	<u>(232.216)</u>	<u>1.278.585</u>	<u>-</u>	<u>(824)</u>	<u>1.876</u>	<u>1.279.637</u>
Depreciação							
Barragens.....	(677.703)	159.954	(517.749)	(10.090)	-	-	(527.839)
Edificações.....	(109.627)	(795)	(110.422)	(667)	104	-	(110.985)
Máquinas e Equipamentos.....	(477.473)	52.115	(425.358)	(10.537)	498	29	(435.368)
Veículos.....	(12.668)	(310)	(12.978)	(258)	-	(126)	(13.362)
Móveis e Utensílios.....	(3.542)	(53)	(3.595)	(74)	30	-	(3.639)
	<u>(1.281.013)</u>	<u>210.911</u>	<u>(1.070.102)</u>	<u>(21.626)</u>	<u>632</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.091.193)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	313.530	(43)	313.487	-	(35)	-	313.452
Depreciação.....	(18.785)	(314)	(19.099)	(350)	34	-	(19.415)
	<u>294.745</u>	<u>(357)</u>	<u>294.388</u>	<u>(350)</u>	<u>(1)</u>	<u>-</u>	<u>294.037</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>524.533</u>	<u>(21.662)</u>	<u>502.871</u>	<u>(21.976)</u>	<u>(193)</u>	<u>1.779</u>	<u>482.481</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>39.055</u>	<u>991</u>	<u>40.046</u>	<u>5.217</u>	<u>-</u>	<u>(1.779)</u>	<u>43.484</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>563.588</u>	<u>(20.671)</u>	<u>542.917</u>	<u>(16.759)</u>	<u>(193)</u>	<u>-</u>	<u>525.965</u>
CONSOLIDADO							
	31/12/2017	Movimento	31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2019
Custo							
Barragens.....	766.633	(170.051)	596.582	-	-	-	596.582
Terrenos.....	24.848	-	24.848	-	-	-	24.848
Edificações.....	153.974	(4)	153.970	-	(105)	-	153.865
Máquinas e Equipamentos.....	544.321	(62.233)	482.088	-	(684)	1.750	483.154
Veículos.....	13.855	99	13.954	-	-	126	14.080
Móveis e Utensílios.....	4.329	(27)	4.302	-	(35)	-	4.267
	<u>1.507.960</u>	<u>(232.216)</u>	<u>1.275.744</u>	<u>-</u>	<u>(824)</u>	<u>1.876</u>	<u>1.276.796</u>
Depreciação							
Barragens.....	(676.767)	159.954	(516.813)	(10.090)	-	-	(526.903)
Edificações.....	(79.197)	(795)	(79.992)	(667)	104	-	(80.555)
Máquinas e Equipamentos.....	(522.597)	52.115	(470.482)	(10.537)	498	29	(480.492)
Veículos.....	(12.629)	(310)	(12.939)	(258)	-	(126)	(13.323)
Móveis e Utensílios.....	(3.547)	(53)	(3.600)	(74)	30	-	(3.644)
	<u>(1.294.737)</u>	<u>210.911</u>	<u>(1.083.826)</u>	<u>(21.626)</u>	<u>632</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.104.917)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	313.537	(43)	313.494	-	(35)	-	313.459
Depreciação.....	(18.780)	(314)	(19.094)	(350)	34	-	(19.410)
	<u>294.757</u>	<u>(357)</u>	<u>294.400</u>	<u>(350)</u>	<u>(1)</u>	<u>-</u>	<u>294.049</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>507.980</u>	<u>(21.662)</u>	<u>486.318</u>	<u>(21.976)</u>	<u>(193)</u>	<u>1.779</u>	<u>465.928</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>245.096</u>	<u>(53.934)</u>	<u>191.162</u>	<u>3.044</u>	<u>-</u>	<u>(1.779)</u>	<u>192.427</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>753.076</u>	<u>(75.596)</u>	<u>677.480</u>	<u>(18.932)</u>	<u>(193)</u>	<u>-</u>	<u>658.355</u>

O Ativo imobilizado da Companhia é composto por Usinas de Geração que não operam em regime de cotas, bens administrativos, bens não vinculados à Concessão e outros fora do alcance da ICPC 01/CPC47.

- **Custo Atribuído (*Deemed Cost*)**

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

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

Distribuição

	31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2019
Custo					
Terrenos	4.630	-	-	-	4.630
Edificações	24.047	-	-	-	24.047
Máquinas e Equipamentos	67.379	-	(1.001)	56.135	122.513
Veículos	55.533	-	(190)	127	55.470
Móveis e Utensílios	6.607	-	(257)	41	6.391
	<u>158.196</u>	<u>-</u>	<u>(1.448)</u>	<u>56.303</u>	<u>213.051</u>
Depreciação					
Edificações	(21.280)	(124)	-	-	(21.404)
Máquinas e Equipamentos	(39.281)	(6.175)	927	(1)	(44.530)
Veículos	(42.427)	(2.533)	190	(127)	(44.897)
Móveis e Utensílios	(5.479)	(155)	233	-	(5.401)
	<u>(108.467)</u>	<u>(8.987)</u>	<u>1.350</u>	<u>(128)</u>	<u>(116.232)</u>
Fora do Escopo (Reflexo do IFRIC 12)					
Imobilizado não vinculado	17.060	-	(2)	79	17.137
Depreciação	(12.468)	(168)	2	128	(12.506)
	<u>4.592</u>	<u>(168)</u>	<u>-</u>	<u>207</u>	<u>4.631</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>54.321</u>	<u>(9.155)</u>	<u>(98)</u>	<u>56.383</u>	<u>101.451</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>152.455</u>	<u>8.222</u>	<u>-</u>	<u>(61.444)</u>	<u>99.233</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>206.777</u>	<u>(934)</u>	<u>(98)</u>	<u>(5.061)</u>	<u>200.684</u>

O Ativo Imobilizado da Companhia é composto por bens administrativos, bens não vinculados à Concessão e outros fora do alcance da ICPC 01/CPC47. O Ativo Imobilizado em Curso no montante de R\$99.233 (R\$152.455 em 31 de dezembro 2018) é composto por valores registrados das aquisições em andamento de bens administrativos (R\$9.727) que não compõem o escopo da ICPC 01 - Contratos de Concessão, e por materiais armazenados em depósitos destinados ao investimento na infraestrutura da concessão (R\$89.506) que passarão a compor o escopo da ICPC 01 quando da sua efetiva utilização nas Ordens de Imobilização de obras vinculadas ao serviço concedido.

19. DIREITO DE USO

Conforme delineado na nota explicativa nº 4.32.1, a Companhia adotou o Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) - Arrendamentos com efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro de 2019, demonstrando os saldos de abertura e de encerramento deste exercício, conforme previsão dos itens C5 a C7 do pronunciamento. O levantamento realizado pela Administração identificou um portfólio de contratos vinculados à locação de imóveis, terrenos utilizados para armazenagem de materiais e locação de veículos.

A Administração avaliou os requisitos da norma que orientam sobre o reconhecimento do ativo de direito de uso e concluiu que os contratos avaliados preenchem estes requisitos, sendo eles: i) ativo identificado; ii) período de locação superior a 12 meses; iv) ativos não se enquadram na categoria de baixo valor; v) a arrendatária possui o poder de direcionar a utilização do ativo; e vi) o arrendador não possui direito substancial de substituição dos ativos locados.

A métrica para reconhecimento do ativo de direito de uso levou em consideração as recomendações contidas nos Ofícios Circulares CVM/SNC/SEP nº 02/2019 e CVM/SNC/SEP nº 01/2020, assim como o alinhamento entre as práticas adotadas no âmbito das empresas do setor de energia elétrica. Neste sentido, para mensurar o reconhecimento inicial do ativo de direito de uso, foram consideradas as parcelas fixas devidas ao longo da vigência de cada contrato em um fluxo de caixa descontado a valor presente na data de 1º de janeiro de 2019. Foram inseridos no fluxo de caixa, inclusive, os períodos de prorrogações anuais e as indexações por IPCA contratualmente previstas.

Geração e Transmissão

O modelo de fluxo de caixa a taxa de desconto de 7,62% ao ano em termos nominais, sendo esta a taxa incremental de empréstimos (IBR) identificada para o caso em que a Companhia decida captar recursos no mercado para realizar a aquisição do ativo. A taxa é formada por 100% da CDI mais spread de risco da Companhia, esta última avaliada em 3,25% ao ano, em termos nominais. A Administração entende que esta taxa é a que melhor reflete as características de seus contratos.

Com base nestas premissas, o valor de registro da adoção inicial do ativo de direito de uso foi de R\$17.234, estando apresentado a seguir a composição dos valores de adoção e a movimentação do exercício, que finalizou com o saldo de R\$13.845.

Movimentação do ativo de direito de uso

Ativos de Direito de Uso	Saldo em 31.12.2018	Adoção Inicial 01.01.2019	Ingressos	Ajuste de Mensuração	Baixas	Amortizações	Saldo em 31.12.2019
CPC 06 (R2) - IFRS16							
Imóveis	-	3.373	-	-	-	(43)	3.330
Terrenos	-	69	-	-	-	(1)	68
Veículos	-	13.792	-	-	-	(3.344)	10.448
Total	-	17.234	-	-	-	(3.389)	13.845

* A Companhia não possuía saldo em 31 de dezembro de 2018 referente a ativo imobilizado arrendado (IAS17).

Fluxo das depreciações para exercícios seguintes

Categoria	Saldo Residual 31.12.2019	2020	2021	2022	2023 em diante
Imóveis	3.330	91	103	123	3.012
Terrenos	68	2	3	3	60
Veículos	10.448	3.718	4.014	2.009	707
Total	13.845	3.812	4.120	2.135	3.779

*As depreciações dos ativos de direito de uso estão construídas pelo método linear conforme o saldo remanescente dos contratos de arrendamento.

Distribuição

O modelo de fluxo de caixa a taxa de desconto de 8,86% ao ano em termos nominais, sendo esta a taxa incremental de empréstimos (IBR) identificada para o caso em que a Companhia decida captar recursos no mercado para realizar a aquisição do ativo. A taxa é formada por 100% da CDI mais *spread* de risco da Companhia, esta última avaliada em 4,50% ao ano, em termos nominais. A Administração entende que esta taxa é a que melhor reflete as características de seus contratos.

Com base nestas premissas, o valor de registro da adoção inicial do ativo de direito de uso foi de R\$57.996, estando apresentado a seguir a composição dos valores de adoção e a movimentação do exercício, que finalizou com o saldo de R\$45.886.

Movimentação do ativo de direito de uso

Ativos de Direito de Uso	Saldo em 31.12.2018	Adoção Inicial 01.01.2019	Ingressos	Ajuste de Mensuração	Baixas	Amortizações	Saldo em 31.12.2019
CPC 06 (R2) - IFRS16							
Imóveis	-	3.218	-	-	-	(535)	2.682
Terrenos	-	2.263	-	-	-	(24)	2.239
Veículos	-	52.516	-	-	-	(11.551)	40.965
Total	-	57.996	-	-	-	(12.110)	45.886

* A Companhia não possuía saldo em 31 de dezembro de 2018 referente a ativo imobilizado arrendado (IAS17).

Fluxo das depreciações para exercícios seguintes

Categoria	Saldo Residual 31.12.2019	2020	2021	2022	2023 em diante
Imóveis	2.682	630	537	252	1.264
Terrenos	2.239	167	175	184	1.713
Veículos	40.965	12.065	12.622	12.973	3.304
Total	45.886	12.862	13.334	13.410	6.280

* As depreciações dos ativos de direito de uso estão construídas pelo método linear conforme o saldo remanescente dos contratos de arrendamento.

20. INTANGÍVEIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	35.412	43.074
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D.....	1.790.522	1.698.758
	1.825.934	1.741.832

Geração e Transmissão

	CONSOLIDADO
Custo	
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	48.729
Aquisições.....	1.516
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	50.245
Amortização e perdas por redução do valor recuperável	
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	(5.655)
Amortização do período.....	(9.178)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	(14.833)
 Saldo em 31 de Dezembro de 2018	 43.074
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	35.412

É composto pelos gastos realizados com a aquisição de softwares, das licenças de uso e demais direitos dessa natureza.

Distribuição

	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	122.739	3.164.879	3.287.618
Transferência (Ativo Intangível Concessão - Ativo Intangível Softwares)	4.431	243.217	247.648
Aquisições	(145)	-	(145)
Baixas	-	(74.378)	(74.378)
Outros	-	(450)	(450)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	127.025	3.333.268	3.460.293
Amortização e perdas por redução do valor recuperável			
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	(27.285)	(1.561.574)	(1.588.859)
Amortização do período	(21.118)	(108.443)	(129.561)
Baixas	-	48.649	48.649
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	(48.403)	(1.621.368)	(1.669.771)
Valor contábil			
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	95.454	1.603.305	1.698.759
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	78.622	1.711.900	1.790.522

Intangível da Concessão

O Ativo Intangível da Concessão representa o direito da Companhia de cobrar os consumidores pelos investimentos na infraestrutura a serviço da concessão (nota explicativa nº 13.3).

Softwares

É composto pelos gastos realizados com a aquisição de softwares, das licenças de uso e demais direitos dessa natureza.

21. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE		
Encargos de Uso da Rede	47.243	57.475
Suprimento de Energia Elétrica	7.638	7.581
Energia Elétrica Comprada para Revenda	292.245	251.306
PROINFA - Programa de Incentivos as Fontes Alternativas	-	1.161
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015	48.957	42.383
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	111.889	127.564
Risco Hidrológico - GSF	-	80.610
Materiais e Serviços	103.224	132.209
Energia de Curto Prazo - CCEE	86	81
Retenção Contratual	25.088	25.171
Outros	599	-
Total	636.968	725.542
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015	89.800	142.556
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	254.384	360.147
Total	344.184	502.704

21.1 Repactuação de Dívida – Itaipu

Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 02/2015 a 30/06/2015

O saldo de R\$48.957 (R\$42.383 em 31 de dezembro de 2018) no Passivo Circulante e R\$89.800 (R\$142.556 em 31 de dezembro de 2018) no Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras em 31 de julho de 2015. O valor repactuado é de US\$57.539 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/02/2015 a 30/06/2015 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização ocorre em 60 meses, a contar após o período de carência de 24 meses, nos quais serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor. A liquidação da dívida está prevista para 31/10/2022.

Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017

O saldo de R\$111.889 (R\$127.564 em 31 de dezembro de 2018) no passivo circulante e R\$254.384 (R\$360.147 em 31 de dezembro de 2018) no Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras em 15 de dezembro de 2017. O valor repactuado é de US\$125.781, referentes às faturas inadimplidas no período de 20/11/2016 a 20/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados pro rata die. A amortização será realizada com as 12 parcelas iniciais no valor de US\$ 100 (cem mil dólares americanos) cada e as 48 parcelas restantes no valor de US\$2.595 (dois milhões quinhentos e noventa e cinco mil dólares americanos) cada, tendo iniciado em 30/12/2017, com vencimento no dia 30 de cada mês. . A liquidação da dívida está prevista para 30/11/2022.

21.2 Risco Hidrológico

O valor de R\$80.610 em dezembro de 2018, refere-se ao risco hidrológico, que nos meses de abril e setembro 2017, a Companhia teve decisões desfavoráveis em relação a sua liminar judicial a qual limitava em 5% o custo com GSF, fato que culminou na reversão dos seus efeitos históricos, a partir de deliberação do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, totalizando o montante de R\$187.314 contabilizados naquele exercício, iniciando seu pagamento em maio de 2018 e liquidada em junho de 2019.

22. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Folha de pagamento líquida.....	16.906	-
Provisão para Férias, 13 ^º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	73.384	73.561
Retenções sobre a Folha de Pagamento	34.158	30.045
Prêmio Assiduidade	287	289
Total	124.735	103.895

O valor de R\$34.158 (R\$30.045 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

23. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	2.684.895	1.368.138
Parcelamento PIS / COFINS - RFB	38.690	55.148
Parcelamento ICMS	24.426	25.379
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte	150	4.800
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	9	9
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	9.322	8.348
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	65.957	57.198
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	12.643	11.164
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	3.570	1.633
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	8.004	11.477
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL.....	647	665
Outros	9.662	5.827
Total	2.857.975	1.549.786
NÃO CIRCULANTE		
Parcelamento PIS / COFINS	86.600	118.512
Parcelamento ICMS	23.859	46.309
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL.....	5.881	6.528
Total	116.340	171.349

23.1 ICMS

Os valores de R\$2.684.719, em 31 de dezembro de 2019, e R\$1.368.069, em 31 de dezembro de 2018, no passivo circulante, referem-se ao inadimplemento de ICMS corrente junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS, das competências de setembro/2017 a agosto/2018 e novembro/2018 a dezembro/2019.

23.2 Parcelamentos PIS/COFINS – PGFN

O valor de R\$6.215 no passivo circulante refere-se aos parcelamentos, junto a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, das competências de junho/14 a outubro/14 do PIS e da COFINS em função do inadimplemento das mesmas. O montante acordado na data de adesão era de R\$52.475 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 55 parcelas. A liquidação da obrigação está prevista para maio de 2020.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
22/08/2014	Parcelamento PIS/COFINS - PGFN	52.475
31/12/2019	Atualização até 31/12/2019	13.829
31/12/2019	Parcelas Pagas até 31/12/2019	(60.089)
	Saldo a Pagar	6.215
CIRCULANTE		6.215
NÃO CIRCULANTE		-
Total		6.215

23.3 Parcelamentos PIS/COFINS – RFB

O valor de R\$32.475 no passivo circulante e R\$86.600 no passivo não circulante referem-se a repactuação do parcelamento vigente, junto à Receita Federal do Brasil, com o acréscimo das competências de junho/18 e julho/2018 do PIS e da COFINS em função do inadimplemento das mesmas. O montante acordado na data de adesão era de R\$184.036 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 16 parcelas. A liquidação da obrigação está prevista para agosto de 2023.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
19/09/2018	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	184.036
31/12/2019	Atualização até 31/12/2019	11.164
31/12/2019	Parcelas Pagas até 31/12/2019	(76.125)
	Saldo a Pagar	119.075
CIRCULANTE		32.475
NÃO CIRCULANTE		86.600
Total		119.075

23.4 Parcelamentos Ordinários Estaduais – ICMS

A Concessionária, em março de 2017, realizou repactuação de parcelamentos junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS referente aos Autos de Lançamentos ICMS nº 0037279394, 0038187647, 0038526719 e 0036858099 decorrentes de inadimplência de ICMS corrente, vencidos nas competências agosto/2016, setembro/2016, novembro/2016 e dezembro/2016. O montante acordado na data de adesão era de R\$108.789 e será pago em 59 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 31 parcelas. A liquidação da obrigação está prevista para janeiro de 2022.

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	108.789
31/12/2019	Atualização até 31/12/2019	11.540
31/12/2019	Parcelas Pagas até 31/12/2019	(72.044)
	Saldo a Pagar	48.285
CIRCULANTE		24.426
NÃO CIRCULANTE		23.859
Total		48.285

24. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

24.1 Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.

C R E D O R	CONSOLIDADO							
	2019							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	-	2.023	10.136	12.159
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.723	37.067	43.790
Consumidores	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	8.746	47.202	55.949
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,80%	2036	01	7.455	30.117	481.878	519.450
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	4.736	44.313	733.228	782.278
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					12.191	74.430	1.215.106	1.301.728
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					12.191	83.177	1.262.308	1.357.676
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					12.191	83.177	1.262.308	1.357.676
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					12.191	83.177	1.262.308	1.357.676

C R E D O R	CONSOLIDADO							
	2018							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
Circulante						Não Circulante		
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	92	3.827	12.160	16.079
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.720	43.688	50.407
Consumidores	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	10.547	55.848	66.486
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,80%	2036	01	7.032	28.952	492.191	528.175
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	4.551	42.995	747.863	795.409
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					11.582	71.947	1.240.054	1.323.583
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					11.674	82.494	1.295.902	1.390.069
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					11.674	82.494	1.295.902	1.390.069
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					11.674	82.494	1.295.902	1.390.069

01 - Governo Federal e Governo Estadual
02 - Procuração para Acesso em Conta Corrente
03 - Títulos Públicos Federais

24.2 Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de longo prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

	PRINCIPAL	CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018
2021		132.194	150.701
2022		55.862	
2023		51.696	146.788
Após 2023		1.000.160	1.014.633
		1.239.912	1.312.122

24.3 Variação dos Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
Saldos em 01 de Janeiro de 2018.....	16.820	65.826	48.110	872.972	1.003.729
Ingressos.....	-	-	-	285.871	285.871
Encargos.....	4.808	-	43.790	-	48.598
Variação Monetária.....	-	-	9.255	166.246	175.501
Transferências.....	5.513	(10.218)	85.037	(85.037)	(4.705)
Taxa Administração.....	342	239	-	-	581
Amortizações e Pagamentos de juros.....	(10.476)	-	(61.682)	-	(72.158)
Amortizações de Encargos.....	(6.370)	-	(40.980)	-	(47.350)
Saldos em 31 de Dezembro 2018.....	10.638	55.848	83.530	1.240.053	1.390.068
Ingressos.....	-	-	-	-	-
Encargos.....	4.152	-	49.950	-	54.102
Variação Monetária.....	-	-	4.216	48.321	52.537
Transferências.....	8.748	(8.748)	73.270	(73.270)	-
Taxa Administração.....	265	104	-	-	369
Amortizações do Principal.....	(10.548)	-	(73.556)	-	(84.104)
Amortizações de Encargos.....	(4.508)	-	(50.787)	-	(55.295)
Saldos em 31 de Dezembro 2019.....	8.747	47.204	86.622	1.215.104	1.357.676

24.4 Composição do Saldo da Dívida por Indexador

24.4.1 Geração e Transmissão

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Dólar US\$.....	92,36%	91,42%
TJLP.....	7,64%	8,58%
	100,00%	100,00%

24.4.1.1 Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD

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

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

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

Ao longo de 2017 foi liberado o valor de US\$27.500 que corresponde à R\$87.305 referente ao contrato BID e US\$8.500 que corresponde à R\$28.076 referente ao contrato AFD. Em junho de 2018 ocorreu a última liberação de R\$110.175 referente ao contrato BID.

Em novembro de 2019 a Companhia apresentou a prestação de contas da utilização de 100% dos recursos do BID e em dezembro de 2019 a prestação de contas da utilização de 100% dos recursos da AFD.

24.4.1.2 BNDES

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

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de dezembro de 2016 foi de R\$69.037, no exercício de 2017 e até 30 de setembro de 2019, não ocorreram novas liberações.

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

O modelo de fluxo de caixa a taxa de desconto de 7,62% ao ano em termos nominais, sendo esta a taxa incremental de empréstimos (IBR) identificada para o caso em que a Companhia decida captar recursos no mercado para realizar a aquisição do ativo. A taxa é formada por 100% da CDI mais *spread* de risco da Companhia, esta última avaliada em 3,25% ao ano, em termos nominais. A Administração entende que esta taxa é a que melhor reflete as características de seus contratos.

Com base nestas premissas, o valor de registro da adoção inicial do passivo de arrendamento foi de R\$17.234 (dezessete milhões, duzentos e trinta e quatro mil reais), estando apresentado a seguir a composição do seu saldo de adoção e as movimentações do exercício, que finalizou com o saldo de R\$13.964.

24.4.2 Distribuição

Demonstrativo de composição do saldo da dívida por indexador:

MOEDA / INDEXADOR	31/12/2019	31/12/2018
RGR*	1,55%	2,08%
Dólar US\$.....	98,45%	97,92%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

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

24.4.2.1 Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD

Em 19 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2700/OC-BR entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$218.015. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$130.557, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 22 de novembro de 2012, no valor de US\$10.175.

Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015 entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$87.458, sendo que a liberação da primeira parcela ocorreu em 04 de dezembro de 2012, no montante de US\$24.383.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 19 de setembro de 2012 e 26 de setembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos previam o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos, a CEEE-D deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma.

A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD).

Até dezembro de 2016 foi liberado o valor de US\$70.572 que corresponde à R\$186.103 referente ao BID e US\$60.945 que corresponde à R\$149.959 referente ao AFD. No ano de 2017 foi liberado o valor de US\$26.513

que corresponde à R\$86.988 referente a última tranche do financiamento da ao AFD e US\$20.000 que corresponde à R\$65.000 referente ao BID. No exercício de 2018 foi liberado o montante de US\$ 39.984 que corresponde à R\$139.938 referente as últimas tranches do BID.

Em ambos os financiamentos houve o desembolso de 100% dos recursos contratados e em junho de 2019 a Companhia apresentou a prestação de contas da utilização de 100% dos recursos do BID/AFD.

24.5 Arrendamentos a pagar

Conforme delineado na nota explicativa nº 4.32.1, a Companhia adotou o Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) - Arrendamentos com efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro de 2019, demonstrando os saldos de abertura e de encerramento deste exercício, conforme previsão dos itens C5 a C7 do pronunciamento. O levantamento realizado pela Administração identificou um portfólio de contratos vinculados à locação de imóveis, terrenos utilizados para armazenagem de materiais e locação de veículos.

A Administração avaliou os requisitos da norma que orientam sobre o reconhecimento do ativo/passivo de direito de uso e concluiu que os contratos avaliados preenchem estes requisitos, sendo eles: i) ativo identificado; ii) período de locação superior a doze meses; iv) ativos não se enquadram na categoria de baixo valor; v) a arrendatária possui o poder de direcionar a utilização do ativo; e vi) o arrendador não possui direito substancial de substituição dos ativos locados.

A métrica para reconhecimento do passivo de arrendamento levou em consideração as recomendações contidas nos Ofícios Circulares CVM/SNC/SEP nº 02/2019 e CVM/SNC/SEP nº 01/2020, assim como o alinhamento entre as práticas adotadas no âmbito do setor de energia elétrica. Neste sentido, para mensurar o reconhecimento inicial do passivo de direito de uso, foram considerados os montantes das parcelas futuras ao longo da vigência de cada contrato em um fluxo de caixa descontado a valor presente na data de 1º de janeiro de 2019. Foram inseridos no fluxo de caixa, inclusive, os períodos de prorrogações anuais e as indexações por IPCA contratualmente previstas.

24.5.1 Geração e Transmissão

O valor de registro da adoção inicial do passivo de arrendamento foi de R\$17.234 (dezessete milhões, duzentos e trinta e quatro mil reais), estando apresentado a seguir a composição do seu saldo de adoção e as movimentações do exercício, que finalizou com o saldo de R\$13.964 (treze milhões, novecentos e sessenta e três mil reais).

24.5.1.1 Composição do passivo de arrendamento

O perfil da carteira de contratos inseridos no escopo da norma IFRS 16 / CPC 06 (R2), assim como o saldo em 31 de dezembro de 2019, estão demonstrados a seguir:

Classificação	Prazo Médio Contratual Remanescente (em anos)	Taxa Desconto % aa	Circulante	Não Circulante	Total Passivo de Arrendamento em 31.12.2019
Imóveis	14	7,62	65	3.261	3.326
Terrenos	13	7,62	2	66	68
Veículos	4	7,62	3.640	6.930	10.570
		Total	3.706	10.257	13.964

24.5.1.2 Movimentação do passivo de arrendamento

A movimentação das categorias de contratos classificadas como arrendamento no escopo da nova norma está demonstrada na tabela que segue:

Categoria	Saldo em 31.12.2018	Adoção Inicial 01.01.2019	Ingressos	Baixas	Ajustes de Mensuração	Apropriação Encargos	Pagamento de Principal	Pagamento de Encargos	Saldo em 31.12.2019
CPC 06 (R2) - IFRS16									
Imóveis	-	3.373	-	-	-	258	(100)	(205)	3.326
Terrenos	-	69	-	-	-	5	(2)	(4)	68
Veículos	-	13.792	-	-	-	823	(3.169)	(875)	10.570
Total	-	17.234	-	-	-	1.086	(3.272)	(1.084)	13.964

* A Companhia não possuía saldo em 31 de dezembro de 2018 nas suas demonstrações contábeis relacionado à qualquer obrigação com arrendamento mercantil.

24.5.1.3 Fluxo de pagamento do passivo de arrendamento

Os fluxos de pagamentos futuros, para as obrigações de arrendamentos que compõem as demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2019, nos termos da norma IFRS 16 / CPC 06 (R2), estão demonstrados a seguir:

Período	Principal	Encargos	Desconto no Fluxo de Caixa	Saldo Arrendamentos a Pagar
2020	3.533	823	(650)	3.706
2021	3.816	540	(174)	4.182
2022	1.969	296	(75)	2.191
2023 e seguintes	2.933	1.119	(166)	3.885
Total	12.251	2.778	(1.065)	13.964

24.5.2 Distribuição

24.5.2.1 Composição do passivo de arrendamento

O perfil da carteira de contratos inseridos no escopo da norma IFRS 16 / CPC 06 (R2), assim como o saldo em 31 de dezembro de 2019, estão demonstrados a seguir:

Classificação	Composição do Passivo de Arrendamento				Total Passivo de Arrendamento em 31/12/2019
	Prazo Médio Contratual Remanescente (em anos)	Taxa de Desconto % aa	Circulante	Não Circulante	
Imóveis	5	8,86	559	2.142	2.701
Terrenos	15	8,86	36	2.203	2.239
Veículos	3	8,86	12.170	29.437	41.608
		TOTAL	12.766	33.782	46.547

24.5.2.2 Movimentação do passivo de arrendamento

A movimentação das categorias de contratos classificadas como arrendamento no escopo da nova norma está demonstrada na tabela que segue:

Categoria	Saldo em 31.12.2018	Adoção Inicial 01.01.2019	Ingressos	Baixas	Ajustes de Mensuração	Apropriação Encargos	Pagamento de Principal	Pagamento de Encargos	Saldo em 31.12.2019
CPC 06 (R2) - IFRS16									
Imóveis	-	3.218	-	-	-	255	(540)	(231)	2.701
Terrenos	-	2.263	-	-	-	198	(63)	(159)	2.239
Veículos	-	52.516	-	-	-	4.188	(11.121)	(3.976)	41.608
Total	-	57.996	-	-	-	4.641	(11.723)	(4.367)	46.547

* A Companhia não possuía saldo em 31 de dezembro de 2018 nas suas demonstrações contábeis relacionado à qualquer obrigação com arrendamento mercantil.

24.5.2.3 Fluxo de pagamento do passivo de arrendamento

Os fluxos de pagamentos futuros, para as obrigações de arrendamentos que compõem as demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2019, nos termos da norma IFRS 16 / CPC 06 (R2), estão demonstrados a seguir:

Período	Principal	Encargos	Desconto no Fluxo de Caixa	Saldo Arrendamentos a Pagar
2020	12.381	3.287	(2.902)	12.766
2021	12.758	2.160	(1.204)	13.713
2022	12.931	1.022	521	14.474
2023 e seguintes	4.386	1.436	(227)	5.595
Total	42.456	7.905	(3.812)	46.547

25. PROVISÕES PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

As controladas CEEE-D e a CEEE-GT, através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE concedem aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, este último fechado para novas adesões. Mantêm 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.

As Controladas registram 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 a 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.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
CEEE-D		
Circulante.....	178.756	214.875
Não Circulante.....	1.185.476	970.695
Subtotal	<u>1.364.232</u>	<u>1.185.570</u>
CEEE-GT		
Circulante.....	133.029	137.355
Não Circulante.....	1.154.523	943.113
Subtotal	<u>1.287.551</u>	<u>1.080.468</u>
Total Consolidado	<u>2.651.783</u>	<u>2.266.038</u>

	Nota	CONSOLIDADO	
	Explicativa	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP	25.1	229	220
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	25.3	70.960	77.127
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/1995 Plano Único		7.673	7.107
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV	25.2	95.949	118.586
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/1995 - CEEEPREV.....		7.773	7.200
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/1956 - EXA	25.4	129.200	141.990
		<u>311.785</u>	<u>352.230</u>
NÃO CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP	25.1	2.909	2.059
Provisão Plano Único	25.3	221.539	143.282
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/1995 Plano Único		75.163	80.023
Provisão Plano CEEEPREV	25.2	1.346.649	1.068.647
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/1995 - CEEEPREV		80.563	85.772
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/1956 - EXA	25.4	613.176	534.024
		<u>2.339.999</u>	<u>1.913.808</u>
Total Consolidado		<u>2.651.783</u>	<u>2.266.038</u>

25.1 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.

25.2 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 saldado 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-D. 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-D, 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 109º, 132º e 147º) a eventual insuficiência de cobertura patrimonial nas reservas que suportam o chamado benefício saldado (déficit) são suportados 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 20/98.

Contrária à determinação da PREVIC a ELETROCEEE interpôs a ação judicial de nº 0065790-57.2014.4.01.3400 que, em primeira instância foi julgada improcedente, havendo recurso pendente de julgamento e, a fim de se aguardar o julgamento final do processo, possui tutela recursal suspendendo a determinação de cumprimento imediato da determinação da 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-D (Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores, a patrocinadora interpôs ação declaratória contra a Fundação 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.

25.3 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.

25.4 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, 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 possuíam. Este percentual é denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

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

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União R\$1,8 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.

25.5 Premissas utilizadas para o cálculo do passivo e das projeções

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

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	2019		
		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-EMSsb-2015-M&F
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-83 male	N/A	N/A	BR-EMSsb-v.2010-m
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na 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 de cada plano ou compromisso.

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

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%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

25.6 Resultados da Avaliação Atuarial – Geração e Transmissão (continuação)

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

Geração e Transmissão

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL

CONCiliaÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.837.685)	(3.229.823)
Custo do serviço corrente	661	-	-	(6.398)	(5.738)	1.111	-	-	(5.098)	(3.987)
Custo de juros	(105.458)	(189)	(17.896)	(179.420)	(302.963)	(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)	(660.034)	(147.445)	82	(3.369)	(166.580)	(317.311)
Contribuições de participantes realizada no período	(2.981)	-	-	(1.509)	(4.490)	(3.404)	-	-	(1.465)	(4.869)
Benefícios pagos no período	120.820	224	45.049	153.249	319.342	117.390	215	50.148	147.307	315.059
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.518.976)	(3.093)	(254.064)	(2.453.277)	(4.229.410)	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.156.878)	-	-	(1.609.924)	(2.766.802)	(1.004.297)	-	-	(1.352.425)	(2.356.723)
Parcela do 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)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.518.976)	(3.093)	(254.064)	(2.453.277)	(4.229.410)	(1.294.016)	(2.234)	(229.550)	(2.049.726)	(3.575.526)
Estatuto do Plano	Parcialmente	Sem	Sem cobertura	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Sem	Sem cobertura	Parcialmente	Parcialmente

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

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

25.6 Resultados da Avaliação Atuarial – Geração e Transmissão (continuação)

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS

RECONHECIDOS NO BALANÇO

	2019			2018		
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Total
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(362.099)	(3.093)	(254.064)	(843.353)	(1.462.608)	(1.218.803)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	181.049	-	-	-	181.049	144.860
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	(181.049)	(3.093)	(254.064)	(843.353)	(1.281.559)	(1.073.944)

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO

	2019			2018		
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(895.080)
Pagamentos para o plano	29.272	224	45.048	46.205	120.749	125.008
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(54.543)	(894)	(51.667)	(124.584)	(231.687)	(206.650)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(10.918)	(189)	(17.896)	(67.674)	(96.677)	(97.223)
Passivo referente ao Benefício Definido	(181.049)	(3.093)	(254.064)	(843.353)	(1.281.559)	(1.073.944)

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO

	2019			2020- Estimado		
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Total
Custo do serviço corrente líquido	(661)	-	-	6.398	5.738	5.544
Custo de juros	52.729	189	17.896	179.420	250.235	226.602
Retorno esperado dos ativos dos plano	(41.150)	-	-	(118.144)	(159.295)	(144.122)
Total da despesa do exercício	10.918	189	17.896	67.675	96.678	88.024

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES

	2019			2018		
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(323.790)	(1.421)	(62.476)	(313.708)	(701.395)	(494.746)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(54.543)	(894)	(51.667)	(124.584)	(231.687)	(206.650)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício	(378.333)	(2.315)	(114.143)	(438.292)	(933.083)	(701.395)

25.6 Resultados da Avaliação Atuarial – Distribuição (continuação)

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

	2019				2018			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.181.818)	-	-	(1.305.149)	(2.486.967)	(1.026.241)	-	-
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(369.904)	(45)	(488.312)	(683.698)	(1.541.959)	(296.050)	(44)	(446.463)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.551.722)	(45)	(488.312)	(1.988.847)	(4.028.926)	(1.322.291)	(44)	(446.463)
Estatuto do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura
								Parcialmente coberto

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

	2019				2018			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.026.241	-	-	1.099.197	2.125.438	988.865	-	-
Retorno esperado dos ativos do plano	83.863	-	-	97.164	181.027	88.998	-	-
Ganhos / (perdas) atuariais	163.287	-	-	182.117	345.404	35.794	-	-
Contribuições do empregador	32.572	5	84.150	45.644	162.371	32.634	5	91.843
Contribuições de participantes do plano	5.215	-	-	2.352	7.567	5.967	-	-
Benefícios pagos pelo plano	(129.361)	(5)	(84.150)	(121.324)	(334.840)	(126.017)	(5)	(91.843)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	1.181.818	-	-	1.305.149	2.486.967	1.026.241	-	-

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO

	2019				2018			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(369.904)	(45)	(488.312)	(683.698)	(1.541.959)	(296.050)	(44)	(446.463)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	184.952	-	-	-	184.952	148.025	-	-
Passivo Atuarial	(184.952)	(45)	(488.312)	(683.698)	(1.357.007)	(148.025)	(44)	(446.463)

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO/ATIVO LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO

	2019				2018			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(148.025)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.161.270)	(126.239)	(114)	(478.100)
Pagamentos para o plano líquido de administração	32.572	5	84.150	45.644	162.371	32.634	5	91.843
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(59.248)	(2)	(91.097)	(104.980)	(255.327)	(45.312)	73	(7.187)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(10.251)	(4)	(34.902)	(57.624)	(102.781)	(9.108)	(8)	(53.018)
Passivo referente ao Benefício Definido	(184.952)	(45)	(488.312)	(683.697)	(1.357.007)	(148.025)	(44)	(446.463)

25.6 Resultados da Avaliação Atuarial – Distribuição (continuação)

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO	2019					2020 - Estimado				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
	(1.430)	-	-	8.851	7.421	(1.199)	-	-	14.084	12.895
Custo do serviço corrente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribuições dos participantes	53.613	4	34.902	145.936	234.455	48.463	3	27.408	139.408	215.293
Custo de juros	(41.931)	-	-	(97.164)	(139.095)	(37.059)	-	-	(89.078)	(126.133)
Retorno esperado dos ativos do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	10.251	4	34.902	57.624	102.781	10.205	3	27.408	64.414	102.055

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES	2019					2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
	(340.810)	(895)	(95.491)	(215.048)	(652.245)	(295.498)	(968)	(88.304)	(52.647)	(437.417)
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(59.248)	(2)	(91.097)	(104.980)	(255.327)	(45.312)	73	(7.187)	(162.401)	(214.828)
Ganho/(perda) do exercício atual	(400.058)	(897)	(186.588)	(320.028)	(907.572)	(340.810)	(895)	(95.491)	(215.048)	(652.244)

Demonstração de (Ganhos)/Perdas Atuariais sobre a Obrigação atuarial	2019					2018				
	Plano Único	CTP		EXA		Plano Único	CTP		EXA	
	Impacto em valores	% das obrigações atuariais	Impacto em valores	% das obrigações atuariais	Impacto em valores	Impacto em valores	% das obrigações atuariais	Impacto em valores	% das obrigações atuariais	Impacto em valores
Varição	204.169	13,2%	4	9,2%	41.619	8,5%	325.919	16,4%	N/A	N/A
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	N/A	N/A	6	13,0%	29.615	6,1%	N/A	N/A	40.665	2,0%
Alteração na tabela de mortalidade geral	39.819	2,6%	(8)	-17,3%	19.863	4,1%	N/A	N/A	5.282	0,3%
Experiência da população	4.121	0,3%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	(84.769)	-4,3%	14,4%
Alteração no fator de capacidade	(327)	0,0%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	287.097	18,7%	14,4%
Alteração do crescimento real de salários	247.782	16,1%	2	4,9%	91.097	18,7%	287.097	14,4%	287.097	14,4%
Total das perdas / (ganhos) apuradas no exercício										

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)

2019

	Plano Único		CTP		EXA		CEEPREV BD	
Taxa de desconto	(66.585)	-4,29%	1	-3,03%	(11.308)	-2,32%	(107.794)	-5,42%
Aumento de 0,5%	71.966	4,64%	1	3,21%	11.831	2,42%	118.722	5,97%
Redução de 0,5%								
Expectativa de Vida			-				-	
Aumento da Expectativa em 1 ano	46.849	3,02%	2	4,64%	28.119	5,76%	44.145	2,22%
Redução da Expectativa em 1 ano	(47.014)	-3,03%	(2)	-4,60%	(27.079)	-5,55%	(44.659)	-2,25%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	47	0,00%	N/A	N/A	N/A	N/A	8.058	0,41%
Redução de 0,5%	(46)	0,00%	N/A	N/A	N/A	N/A	(7.218)	-0,36%

26. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	7.591	21.428
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	46.794	50.924
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	-	139.068
CDE Conta ACR	-	18.016
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	139.168	148.139
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	130.723	124.433
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	2.102	2.032
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	1.051	1.017
PROCEL	5.313	4.873
Contas a Pagar -Fornecedor CDE/RGR	134	547
Total	332.876	510.476
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	-	47.017
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	-	4.455
Recursos PEE	81.219	63.169
Recursos P&D	55.360	41.655
Obrigações Especiais	207.492	208.568
Total	344.071	364.864

26.1 Valores Destinados à Aplicação em Recursos PEE / P&D

O PEE e o P&D são programas de investimentos, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resultam em economias e benefícios diretos para o consumidor, com ações implementadas nas instalações da unidade consumidora.

Aos Programas de Eficiência Energética - PEE e de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida, sendo 0,50% destinados ao P&D e 0,50% ao PEE. A aplicação dos recursos, registrada no passivo circulante, perfaz o montante de R\$15.821 referente ao PEE e R\$21.467 referente ao P&D (vide notas explicativas nº 9.2 e nº 9.3).

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

26.2 Conta de Desenvolvimento Energético – Quota da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada através da Lei nº10.438 de 26 de abril de 2002, artigo 13, e alterada pelo artigo 23 da Lei nº12.783 de 11 de janeiro de 2013, é uma conta cuja arrecadação é usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua quota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela ANEEL. O valor da quota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.

26.3 Repactuação de Dívida – CDE

Repactuação de Dívida CDE – Período de 02/2015 a 07/2015

O montante de R\$46.794 no Passivo Circulante (R\$50.924 em 31 de dezembro de 2018) e no Passivo Não Circulante R\$47.017 em 31 de dezembro de 2018 refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$142.716, referente às faturas inadimplidas no período de 10/02/2015 a 10/07/2015 que somam o montante de R\$215.347, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante de R\$72.631. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis* e a amortização ocorre em 60 meses, sendo que nos 24 primeiros meses serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor, a amortização ocorreu com a primeira parcela em 10/12/2017, sendo o saldo restante a ser liquidado até 10/11/2020.

Repactuação de Dívida CDE – Período de 09/2016 a 11/2017

O montante de R\$139.068 em 31 de dezembro de 2018 no Passivo Circulante e no Passivo não circulante R\$4.455 em 31 de dezembro de 2018, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, (CCEE ou Gestora do Fundo CDE). O valor repactuado é R\$278.002, referente às faturas inadimplidas no período de 10/09/2016 a 10/11/2017 que somam o montante de R\$429.023, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante R\$151.021. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis*, e a amortização iniciou com a primeira parcela em 27/11/2017 no valor de R\$10.000 e as demais 24 parcelas no valor de R\$11.167 cada, vencendo todo dia 10 do mês, com o primeiro pagamento em 10/01/2018 e liquidação em 10/12/2019.

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista e cível que na avaliação da Administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, apresenta riscos prováveis, possíveis e remotos. As contingências são atualizadas pela TR (taxa referencial) mais 1% de juros ao mês. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	CONSOLIDADO				CONSOLIDADO			
	31/12/2019				31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	380.288	164.619	21.400	566.307	298.856	159.957	22.680	481.493
Riscos Possíveis	146.001	324.564	999	471.564	166.309	81.032	86	247.427
Total	526.289	489.183	22.399	1.037.871	465.165	240.989	22.766	728.920

27.1 Composição dos processos de riscos prováveis

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

	CONSOLIDADO			
	31/12/2019			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	61.045	-	28.935	89.980
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	319.243	135.684	21.400	476.327
Subtotal Riscos Prováveis	380.288	164.619	21.400	566.307
(-) Depósitos judiciais	(84.566)	(6.742)	(70)	(91.378)
Total não circulante	234.677	128.942	21.330	384.949
Total geral	295.722	157.877	21.330	474.929

	CONSOLIDADO			
	31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	73.393	40.121	-	113.514
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	228.184	119.836	22.680	370.700
Subtotal Riscos Prováveis	301.577	159.957	22.680	484.214
(-) Depósitos judiciais	(73.801)	(4.763)	(85)	(78.649)
Total não circulante	154.383	115.073	22.595	292.051
Total geral	227.776	155.194	22.595	405.565

27.2 Movimentação da provisão para contingências

CONSOLIDADO				
Movimentação da Provisão para Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2017	182.609	178.676	3.779	365.064
(+) Novos Ingressos	136.661	45.087	5.968	187.716
(-) Pagamentos	(52.055)	(38.674)	(74)	90.803
(-) Montantes Revertidos	(73.335)	(67.604)	(507)	141.446
(+) Atualização Monetária	32.159	35.192	13.440	80.791
(+/-) Montantes Depositados	1.736	2.517	(11)	4.242
(=) Saldo Final Dezembro/2018	227.775	155.194	22.595	405.565
(+) Novos Ingressos	182.115	45.099	496	227.710
(-) Pagamentos	(62.909)	(30.143)	(93)	(93.145)
(-) Montantes Revertidos	(82.614)	(38.852)	(2.621)	(124.087)
(+) Atualização Monetária	42.120	28.558	937	71.615
(+/-) Montantes Depositados	(10.766)	(1.978)	16	(12.728)
(=) Saldo Final Dezembro/2019	295.721	157.878	21.330	474.929

27.3 Natureza das Ações

27.3.1 Trabalhistas

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

27.3.2 Cíveis

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

27.3.3 Tributárias

Geração e Transmissão

O saldo provisionado de R\$5.129 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A Companhia busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

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

Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$804.

Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRF)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$38.236 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/1998.

Distribuição

A Companhia possui contenciosos tributários, cujas principais questões são:

Tributos Federais (PIS, COFINS)

Em relação às Contribuições Sociais PIS e COFINS, os contenciosos estão relacionados, em síntese, à eventual recolhimento a menor das referidas contribuições. Esses contingentes perfazem cerca de R\$77.923 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

Exclusão do ICMS na Base de Cálculo de PIS/COFINS

A Companhia postulou judicialmente a exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições sociais ao Programa Integração Social - PIS e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, bem como a repetição de indébito dos valores recolhido, observada a prescrição quinquenal. A demanda foi julgada procedente, nos mesmos termos de decisão já exarada pelo Supremo Tribunal Federal – STF, em sede de repercussão geral.

Contudo, a decisão favorável à Companhia pende de julgamento definitivo, visto que há recursos da União pendentes de análise, sendo um dos pontos a definição da modulação dos efeitos da decisão do STF.

Diante desse cenário, a Companhia aguarda o trânsito em julgado para mensurar e refletir em suas demonstrações financeiras os efeitos advindos da decisão.

Tributos Estaduais (ICMS)

No que tange ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias – ICMS, os contenciosos estão relacionados, em síntese, à eventual recolhimento a menor do referido tributo. Esses contingentes perfazem cerca de R\$177.058 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

28. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

28.1 Geração e Transmissão

Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

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

Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Reconhecimento do Custo Atribuído	36.667	46.163	36.667	46.163
Varição do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	13.253	161	13.253	161
Exclusão Temporária - NTN	52.306	39.425	52.306	39.425
Exclusão Temporária - Atualização da Indenização	1.111.501	1.272.575	1.111.501	1.272.575
Exclusão Temporária - Arrendamentos (IFRS 16)	13.845	-	13.845	-
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	1.227.572	1.358.324	1.213.727	1.358.324
IR e CS (Alíquota 34%)	417.375	461.830	417.375	461.830
IR e CS (Redutor 30% - RIR/99, Art.261)	-	(133.840)	-	(133.840)
Total do Passivo Fiscal Diferido	417.375	327.990	417.375	327.990

O valor dessas diferenças temporárias tributáveis constitui-se preponderantemente da importância relativa à indenização dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE.

Os valores relativos à redução de 30%, a título de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL, não foram aplicados no exercício de 2019, tendo em vista o reconhecimento integral dos créditos fiscais da Companhia.

O montante desse passivo fiscal diferido, referente a Imposto de Renda e Contribuição Social incidentes sobre as diferenças temporárias tributáveis foi calculado à alíquota de 34%, nos termos da legislação tributária. O valor reconhecido totaliza, em 30 de dezembro de 2019, R\$417.375.

Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais

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

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT foi incrementado na importância de R\$181.385, comparativamente ao exercício de 2018. O valor do crédito tributário totaliza, em 31 de dezembro de 2019, R\$251.780.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/1956)	256.155	226.307
Provisão para Contingências Trabalhistas	109.197	104.849
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	83.335	77.676
Direito de Uso - IFRS 16/CPC 06	13.964	-
Total das Diferenças Temporárias	462.650	408.832
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	157.301	139.003
Base Negativa da CSLL	15.717	228.080
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	1.415	20.527
Prejuízos Fiscais do IRPJ	372.256	574.792
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	93.064	143.698
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	94.479	164.225
Crédito Fiscal não Reconhecido.....	-	(232.833)
Saldo Contábil.....	251.780	70.395
Saldo Contábil Diferenças Temporárias.....	157.301	28.334
Saldo Contábil Crédito Fiscal s/PF do IRPJ e BN da CSLL	94.479	42.061
Saldo Contábil Total.....	251.780	70.395

Tributos Diferidos Líquidos

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Débitos Tributários Diferidos.....	417.375	327.990
Créditos Tributários Diferidos.....	(251.780)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	165.595	257.595

Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

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

As estimativas de recuperação dos créditos fiscais foram suportadas pelas projeções dos lucros tributáveis levando em consideração diversas premissas financeiras e de negócios consideradas no encerramento do exercício de 2019. Nesse sentido, essas estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões. Portanto, não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimentos.

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Exercício de 2019.....	-	49.413
Exercício de 2020.....	34.942	44.530
Exercício de 2021.....	30.780	43.289
Exercício de 2022.....	25.530	50.566
Exercício de 2023.....	18.866	32.687
Exercício de 2024.....	31.700	33.727
A partir do Exercício de 2025	23.777	3.383
	165.595	257.595

28.2 Distribuição

Passivo Fiscal Diferido

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

Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

Diferenças Temporárias Tributáveis	31/12/2019	31/12/2018
Exclusões Temporárias - CVA	82.197	155.737
Exclusões Temporárias - Arrendamentos (IFRS 16).....	45.886	-
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	128.083	155.737
(-) IR/CS (Redutor 30% - RIR/2018, Art. 261)	-	(46.721)
Base de Cálculo após Compensação.....	128.083	109.016
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	43.548	37.066

Os valores relativos à redução de 30%, a título de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL, não foram aplicados no exercício de 2019, tendo em vista a ausência dos requisitos exigíveis para o reconhecimento de tais créditos fiscais pela Companhia.

A Companhia contabiliza seu passivo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculados à alíquota de 34%. Esse passivo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro que será devido em período futuro relacionado a diferenças temporárias entre a base fiscal e a base societária da Concessionária.

Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia acumula prejuízos fiscais de imposto de renda e base negativa de contribuição social sobre o lucro nos valores de R\$ 3.944.277 e R\$ 3.944.277, respectivamente. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação destes prejuízos é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 – Tributos sobre o Lucro descreve as condições para o reconhecimento de ativo fiscal diferido originado de diferenças temporárias, assim como de prejuízos fiscais e base negativa. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovem a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito. O ativo fiscal diferido sobre diferenças temporárias e sobre prejuízos e base negativa não está reconhecido, na medida em que as condições para o seu registro não estão asseguradas. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2019, R\$ 1.613.523.

CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS	31/12/2019	31/12/2018
Provisão Ex-Autárquico (Lei 3.096/56)	488.312	439.276
Provisão Contingências Trabalhistas	229.027	159.241
Provisão Contingências Cíveis e Fiscais	84.040	86.780
Total das Diferenças Temporárias	801.379	685.297
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	272.469	233.001
Base Negativa da CSLL	3.944.277	3.028.224
Alíquota CSLL (9%)	354.985	272.540
Prejuízos Fiscais do IRPJ	3.944.277	3.028.224
Alíquota IRPJ (25%)	986.069	757.056
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	1.341.054	1.029.596
Total do Crédito Fiscal Não Reconhecido	1.613.523	1.262.597

Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Considerando a expectativa de reversão das diferenças temporárias tributáveis, a Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros.

ANO CALENDÁRIO	31/12/2019	31/12/2018
Execício de 2019	-	37.066
Execício de 2020	31.685	-
Execício de 2021	3.693	-
Execício de 2022	3.610	-
Execício de 2023	3.353	-
Execício de 2024	376	-
A partir do Execício de 2025	831	-
Total	43.548	37.066

29. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2019	31/12/2018
CIRCULANTE			
Encargo de Capacidade Emergencial		1.551	1.551
Compensação Financ para Utilização de Recursos Hídricos		103	99
Obrigações com Obras da Transmissão		7.500	12.140
Contribuição Custeio Serviço Iluminação Pública - CIP		7.154	6.303
Consumidores	29.1	8.545	11.133
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas		-	267
Provisão de Valores não Faturados		1.103	5.012
Provisão Auto de Infração	29.2	4.820	-
Demais Encargos Setoriais(Bandeiras)		28.555	18.307
Adiantamento de Clientes/Convênio Devolução Consumidores		10.668	10.314
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017	9.9	283.506	153.860
Outros Credores		18.946	15.633
Total		372.451	234.618
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Auto de Infração	29.2	13.669	17.367
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas		1.200	1.200
Comercialização de Energia na CCEE	29.3	69.771	65.014
Outros Credores		63.967	62.596
Total		148.607	146.177

29.1 Consumidores

O valor de R\$8.545 (R\$11.133 em 31 de dezembro de 2018) refere-se aos créditos devido aos consumidores relativos a pagamento em duplicidade ou faturamento a maior.

29.2 Provisão Auto de Infração

O valor de R\$4.820 no passivo circulante e R\$13.669 (R\$17.367 em 31 de dezembro de 2018) no passivo não circulante refere-se a Autos de Infração que têm por objeto a aplicação de penalidades quanto a não conformidade dos índices de qualidade de atendimento e quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica e demora no restabelecimento do atendimento, bem como por obras entregues fora do prazo.

29.3 Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$69.771 (R\$65.014 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

30.1 Controladora

Capital Social

O capital social da Controladora é de R\$319.803 em 31 de dezembro de 2019, representado por 189.113.071 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal. A sua composição é a seguinte:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Governo do Estado do Rio Grande do Sul	99,99%	99,99%
Demais Acionistas	0,01%	0,01%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

Outros Resultados Abrangentes de Controladas

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Saldos.....	(751.302)	(591.929)
Outros Resultados Abrangentes.....	(321.041)	(275.604)
Ajuste de Avaliação Patrimonial.....	(8.373)	(4.651)
Adoção CPC 47, efeito 1º de janeiro 2018.....	(20.159)	120.882
	<u>(1.100.875)</u>	<u>(751.302)</u>

30.2 Geração e Transmissão

30.2.1 Reserva de Lucros

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

30.2.1.1 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 a Companhia destinou R\$21.970, totalizando R\$53.146.

30.2.1.2 Reserva Estatutária

O estatuto da Companhia determina a destinação de 10% do lucro líquido com a finalidade de expansão das instalações, tendo por limite 10% do Capital Social. Em 2018 a Companhia destinou o montante de R\$21.522 para esta reserva, totalizando R\$62.354. Em 2019 com a alteração do Estatuto Social da CEEE-GT a Reserva Estatutária foi extinta.

30.2.1.3 Reserva de Lucros a Realizar

A Companhia considerou que os valores de RBSE que causaram impacto no resultado, seguem a aplicação do ICPC01 (R1) e não compõem a parcela realizada do lucro líquido do exercício, destinando o resultado desta operação para reserva de lucros a realizar. A designação desta reserva acontece para demonstrar que a realização deste lucro só ocorrerá em exercícios futuros, e quando realizado, caso a reserva não seja absorvida por prejuízos posteriores, a Companhia destinará seu saldo para aumento de capital, distribuição de dividendo ou constituição de outras reservas de lucros, conforme proposta da Administração. A reserva de lucros a realizar totalizava o montante de R\$194.505, que em dezembro de 2018 passou a fazer parte dos Dividendos não distribuídos.

30.2.1.4 Dividendos Não Distribuídos

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia constituiu o montante de R\$604.136 registrados a título de Reserva Especial de Dividendos Remanescentes à Disposição da AGO e em 2018 R\$237.440. Em 2019 foi destinado R\$104.356 totalizando R\$945.932.

Estes dividendos serão pagos conforme disponibilidade de caixa, de acordo com a Lei 6.404, artigo 202, §4º.

30.2.1.5 Reserva de Retenção de Lucros

A Administração propõe a constituição da Reserva de Retenção de Lucros no montante de R\$ 208.712 que se destina a atender o orçamento de capital.

30.2.2 Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 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\$421.626.

30.3 Distribuição

Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

	31/12/2019	31/12/2018
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	177.202	177.202
	<u>177.202</u>	<u>177.202</u>

Conforme Ata nº 123 de 22 de dezembro de 2017 do Conselho de Administração da CEEE-PAR, foi autorizado adiantamento para futuro aumento de capital mediante aporte de recursos disponíveis no valor de R\$84.993. Em 2018 na Ata nº 137 de 06 de novembro de 2018 o Conselho de Administração da CEEE-PAR, autorizou o aporte de recursos disponíveis de R\$92.209. Estes recursos são destinados e vinculados à integralização de capital na CEEE-D.

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\$1.592.060 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 no montante de R\$1.730.530, e posteriormente transferida para Reserva de Incentivos Fiscais até o limite do lucro líquido do exercício.

Considerando que a reserva constituída é inferior às subvenções registradas nos resultados dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 nos montantes de R\$67.334, R\$16.092 e R\$138.470, respectivamente, a mesma deverá ser complementada a partir dos resultados futuros até o montante de R\$1.813.957, conforme determina o § 3º do art. 18 da Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009.

Em 2019, a Reserva de Incentivos fiscais absorveu os Prejuízos Acumulados no montante de R\$1.592.060, conforme determina o parágrafo único do artigo 189 da Lei nº 6.404/1976.

31. RESULTADO POR AÇÃO

31.1 Geração e Transmissão

O numerador utilizado para cálculo do lucro básico e diluído foi o lucro líquido após os tributos. Os saldos compõem-se de:

Básico

	31/12/2019		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	398.699	6.871	405.570
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	41,89	41,89	41,89

	31/12/2018		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	170.448	2.938	173.386
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Lucro Líquido Básico e Diluído por Ação - R\$	17,91	17,91	17,91

Diluído

	31/12/2019	31/12/2018
Lucro/(Prejuízo) para as ações ordinárias.....	398.699	170.448
Lucro/(Prejuízo) para as ações preferenciais.....	6.871	2.938
	405.570	173.386
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	9.680.746	9.680.746
Lucro/(Prejuízo) Diluído por Ação - R\$	41,89	17,91

31.2 Distribuição

O numerador utilizado para cálculo do prejuízo básico e diluído foi o prejuízo líquido após os tributos. Os saldos compõem-se de:

Básico

	01/01/2019 à 31/12/2019		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(1.064.218)	(18.294)	(1.082.512)
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico por Ação - R\$	(111,83)	(111,54)	(111,82)

	01/01/2018 à 31/12/2018		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(972.583)	(16.762)	(989.345)
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico por Ação - R\$	(102,20)	(102,20)	(102,20)

Diluído

	31/12/2019	31/12/2018
Numerador Diluído		
Prejuízo Líquido para as ações ordinárias.....	(1.064.218)	(972.583)
Prejuízo Líquido para as ações preferenciais.....	(18.294)	(16.762)
	<u>(1.082.512)</u>	<u>(989.345)</u>
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	<u>9.680.746</u>	<u>9.680.746</u>
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	<u>(111,82)</u>	<u>(102,20)</u>

32. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A Receita Operacional Líquida possui a seguinte composição:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Fornecimento de Energia Elétrica	5.033.015	4.883.429
Passivo/Ativo Financeiro Setorial	(29.938)	14.826
Renda Não Faturada	(19.131)	68.209
Suprimento de Energia Elétrica	404.418	379.736
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	1.063.431	540.055
(-) Penalidades ANEEL.....	(24.775)	(21.174)
Amortização Ativo Financeiro e Contratual.....	(413.372)	-
Remuneração do Ativo Financeiro	308.994	237.780
Energia Elétrica de Curto Prazo	419.681	289.008
Receita de Construção	232.841	350.173
Outras Receitas Operacionais	227.066	264.784
	<u>7.202.231</u>	<u>7.006.825</u>
Deduções da Receita Operacional		
ICMS/ISS	(803)	(1.382.214)
PIS/PASEP e COFINS	(657.954)	(628.051)
Quota RGR	(1.457.781)	(3.025)
Outros Encargos	(26.177)	(31.088)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(43.701)	(42.086)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(598.535)	(662.099)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hidr -CFURH	(25.812)	(21.775)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(6.327)	(6.144)
	<u>(2.817.089)</u>	<u>(2.776.481)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>4.385.142</u>	<u>4.230.344</u>

Geração e Transmissão

Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$386.405 (R\$339.272 em 31 de dezembro de 2018) refere-se às receitas provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre – CCEALs e pela disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas.

Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$875.696 (R\$841.369 em 31 de dezembro de 2018) refere-se às receitas derivadas da prestação de serviços de transmissão. Estas receitas que contemplam a quota de reintegração, a remuneração do capital investido, a operação e manutenção dos ativos de infraestrutura de transmissão.

Remuneração do Ativo Financeiro e Contratual

O valor de R\$275.384 (R\$205.476 em 31 de dezembro de 2018) é composto pela atualização do ativo financeiro relativa aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente – RBSE e também pela atualização do Ativo Contratual referente às novas instalações de transmissão – RBNI e novos investimentos em usinas de geração que operam em regime de cotas.

Distribuição

Fornecimento de Energia Elétrica e Disponibilização do Sistema de Distribuição

	Nº de Consumidores		Fornecimento (MWh)	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Residencial	1.475.401	1.457.609	3.026.220	3.003.534
Industrial	12.376	13.092	1.328.714	1.422.348
Comercial	155.008	149.471	2.265.824	2.285.302
Rural	91.814	90.915	539.010	630.366
Poder Público	7.788	7.795	326.672	334.302
Outros	1.104	1.091	509.808	509.510
	<u>1.743.491</u>	<u>1.719.973</u>	<u>7.996.248</u>	<u>8.185.363</u>

Não auditado

	Fornecimento R\$		Fornecimento %	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Residencial	2.498.997	2.341.225	49,65	47,94
Industrial	323.840	367.198	6,43	7,52
Comercial	1.474.265	1.453.926	29,29	29,77
Rural	255.323	265.180	5,07	5,43
Poder Público	252.297	243.907	5,01	4,99
Outros	228.293	211.993	4,54	4,34
	<u>5.033.015</u>	<u>4.883.429</u>	<u>100</u>	<u>100</u>

*A rubrica Outros se refere principalmente ao fornecimento e disponibilização do sistema de distribuição ao Serviço Público e à Iluminação Pública.

Receita de Construção

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

Outras Receitas Operacionais

	31/12/2019	31/12/2018
Outras Receitas Operacionais		
Serviços Cobráveis	14.933	14.748
Doações, Contrib. Subvenções Vincul. A Concessao	32.501	69.661
Subsídio Tarifário CDE	179.632	180.375
TOTAL	<u>227.066</u>	<u>264.784</u>

Passivo /Ativo Financeiro Setorial

	31/12/2019	31/12/2018
Amortização de saldos de CVA e Demais Ativos Financeiros Setoriais -Ciclo Passado (Ativo)	(660.981)	(301.989)
CVA Energia	(472.116)	(145.084)
CVA Transporte	(28.152)	(18.561)
CVA Encargos	(4.389)	(6.276)
CVA Neutralidade	(48.556)	(19.311)
CVA Outros Componentes Financeiros	(107.767)	(112.757)
Amortização de saldos de CVA e Demais Ativos Financeiros Setoriais -Ciclo Passado (Passivo)	357.012	243.006
CVA Encargos	201.014	144.030
CVA Sobrecontratação MCP	70.018	32.391
CVA Outros Componentes Financeiros	85.980	66.585
Constituição CVA e Demais Ativos Financeiros Setoriais - Ciclo Corrente (Ativo)	689.500	334.138
CVA Energia	282.957	208.432
CVA Transporte	74.175	40.031
CVA Encargos	38.407	15.356
Neutralidade	70.978	44.838
CVA Outros Componentes Financeiros	222.983	25.481
Constituição CVA e Demais Ativos Financeiros Setoriais - Ciclo Corrente (Passivo)	(415.469)	(260.328)
CVA Energia	(5.252)	(22.420)
CVA Transporte	(26.418)	(38.455)
CVA Encargos	(264.596)	(113.696)
CVA Neutralidade	(25.139)	(42.382)
CVA Outros Componentes Financeiros	(94.064)	(43.376)
Total	(29.938)	14.826

33. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.316.055	2.308.803
Encargo de Uso do Sistema	361.867	373.981
Total	2.677.921	2.682.784

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

33.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda

SUPRIMENTO R\$ (*)

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
Energia Comprada Hídrica	592.157	572.843
Energia Comprada Itaipu	474.131	421.003
Energia Comprada Térmica	470.368	501.719
Energia Comprada Eólica	104.957	46.343
Energia Comprada Fontes Alternativas	94.368	88.822
Energia Comprada Mercado de Curto Prazo	725.114	815.395
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	73.886	64.184
Créditos Tributos - PIS/COFINS.....	(218.926)	(201.503)
Total	2.316.055	2.308.803

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

33.2 Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$361.867 (R\$373.981 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.



34. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO									
	CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS		CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	439.385	429.713	-	-	-	-	76.486	79.506	-	-
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	164.497	172.048	-	-	-	-	60.551	61.610	-	-
INSS - Empregador	80.314	80.284	-	-	-	-	13.430	13.787	-	-
Administradores	440	483	-	-	-	-	1.908	1.892	-	-
Subtotal Pessoal / Administradores	684.636	682.528	-	-	-	-	152.375	156.795	-	-
Empréstimo Fundação SF 1254	17.258	18.295	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pessoal e Administradores	701.894	700.823	-	-	-	-	152.375	156.795	-	-
Material	31.831	22.390	-	-	-	-	3.174	570	-	-
Serviço de Terceiros	172.338	113.794	-	-	-	-	40.322	32.373	-	-
Depreciação e Amortização	119.236	115.590	-	-	-	-	35.866	11.807	-	-
Depreciação do Ativo de Direito de Uso	15.499	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de Construção	249.551	370.169	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamento e Aluguéis	2.353	20.166	-	-	-	-	337	400	-	-
Seguros	7	3	-	-	-	-	422	422	-	-
Tributos	7.391	12.036	-	-	-	-	6.261	1.082	-	-
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação	-	-	139.099	114.391	-	-	-	-	-	-
Provisão para Contingência Trabalhista	-	2.721	-	-	-	-	-	-	139.897	94.276
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	-	-	37.162	14.997
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.678)	6.341
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	406	8.745
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	-	-	1.655	-
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	5.539	393
Baixas e Custas Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-	-	-	-	22.242	168
Outros	48.103	18.281	2.538	94	-	-	2.738	1.299	(10.858)	(6.194)
TOTAL	1.348.203	1.375.973	141.637	114.485	241.495	204.748	192.710	120.381	1.924.046	1.815.587

35. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
OUTRAS RECEITAS		
Ganho nas Alienações -	9.003	10.572
Receita de Aluguel de Postes	19.857	175
Receita de Prestação de Serviços	39.077	11.594
Compartilhamento de Infraestrutura.....	3.266	31.795
Outras	3.734	11.795
	<u>74.937</u>	<u>65.931</u>
OUTRAS DESPESAS		
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(46.106)	(39.490)
Perda Fração CIAP - ICMS	(3.523)	(2.999)
Outras	(4.844)	1.064
	<u>(54.474)</u>	<u>(41.425)</u>

36. RECEITA/DESPESA FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA FINANCEIRA		
Renda de Aplicações Financeiras	21.595	28.613
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	112.984	143.451
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	5.875	6.696
Receitas Financeiras com Parcelamentos	5.463	8.193
Variação Monetária - Energia Comprada	5.182	9.196
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	360.867	309.964
Variação Monetária - SELIC CVA	11.577	49.655
Atualização Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	11.123	27.385
Outras Receitas Financeiras	30.134	11.275
Total Receita Financeira	<u>564.797</u>	<u>594.428</u>
DESPESA FINANCEIRA		
Encargos de Dívidas	(76.108)	(67.771)
Encargos sobre Arrendamentos	(1.086)	-
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(20.096)	(21.827)
Despesa Financeira com Tributos	(1.134)	(2.536)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(432.172)	(645.677)
Variação Monetária - Energia Comprada	(10.380)	-
Variação Monetária - SELIC CVA	(5.926)	(3.479)
Juros e Multas	(416.763)	(129.249)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(22.134)	(12.654)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notificações.....	(2)	(301)
Despesa Financeira Recontabilização CCEE.....	(2.848)	(34.241)
Atualização Intrasetoriais.....	(72.443)	(32.055)
Correção Monetária, Juros e Despesas Financeiras com Parcelamentos	(25.124)	(262.621)
Outras Despesas Financeiras	(26.020)	(47.261)
Total Despesa Financeira	<u>(1.115.085)</u>	<u>(1.259.672)</u>
RESULTADO FINANCEIRO	<u>(550.288)</u>	<u>(665.245)</u>

37. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

Os saldos compõem-se de:

37.1 Geração e Transmissão

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	31/12/2019		31/12/2018	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	414.433	414.433	222.603	222.603
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	43.515	26.109	23.373	14.024
IRPJ - Adicional de 10%	28.986	-	15.558	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	72.501	26.109	38.931	14.024
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	20.613	7.421	34.885	12.558
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	(6.718)	(2.419)	(7.344)	(2.644)
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	172	62	649	234
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	86.568	31.173	67.121	24.172
Incentivo PAT = 4%.....	(2.078)	-	(1.611)	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(246)	-	(359)	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	84.244	31.173	65.151	24.172
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(37.510)	(9.148)	(29.106)	(10.478)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Prejuízos Fiscais	(57.809)	(8.220)	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	4.509	1.623	(384)	(138)
IR CS Diferidos	(90.810)	(15.745)	(29.490)	(10.616)
Total IRPJ e CSLL	(6.566)	15.428	35.661	13.556

As controladas Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB e Complexo Eólico Povo Novo apuram os referidos tributos através da metodologia de apuração do Lucro Presumido, totalizando a controlada TESB em 31 de dezembro de 2019 a despesa de R\$454, referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social.

37.2 Distribuição

	31/12/2019		31/12/2018	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo Líquido Antes do IRPJ e da CSLL	(1.076.029)	(1.076.029)	(873.172)	(873.172)
IRPJ sobre Lucro Real antes das Compensações	-	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias.....	6.705	2.414	37.673	13.562
Total IRPJ e CSLL Diferido - Prejuízos Fiscais	(11.472)	(4.130)	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferidos	(4.767)	(1.716)	37.673	13.562
Total IRPJ e CSLL	(4.767)	(1.716)	37.673	13.562

38. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

38.1 Controladora

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-PAR controla diretamente a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, visto que participa com 65,92% do capital social de cada controlada.

38.2 Consolidado

Foram realizadas transações com partes relacionadas incluindo compra e venda de energia elétrica e transações de financiamento, sendo que a energia elétrica vendida é baseada em tarifas aprovadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em condições de similaridade com o praticado no mercado.

As operações realizadas com partes relacionadas estão demonstradas conforme segue:

Partes Relacionadas	31/12/2019			31/12/2018		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Governo do Estado do Rio Grande do Sul	372.708	-	18.687	321.007	-	18.881
Eletrobras	4.347	12.159	(934)	5.748	16.079	(1.076)
Fundação ELETROCEEE	-	338.081	(66.452)	-	375.816	(67.235)
Outras Investidas	-	-	11.750	-	-	10.724
Total	377.055	350.240	(36.949)	326.755	391.895	(49.430)

Os saldos compõem-se de:

		31/12/2019				
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas - TESB/CEPN/D. Francisca	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	350.281	-	-	-	350.281
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	481	-	30	-	511
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	4.324	-	-	4.324
Outros Custos a Reembolsar		-	-	-	16.332	16.332
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	23	-	-	23
		372.708	4.347	30	16.332	393.417
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	25	-	-	166.909	-	166.909
Empréstimo circulante	24 e 25	-	2.023	15.447	-	17.470
Empréstimo não circulante	24 e 25	-	10.136	155.725	-	165.861
		-	12.159	338.081	-	350.240
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	2.699	2.699
Despesa operacional – Pessoal		-	-	(66.452)	-	(66.452)
Receita financeira		18.687	-	-	-	18.687
Despesa financeira		-	(934)	-	-	(934)
		18.687	(934)	(66.452)	2.699	(46.000)
31/12/2018						
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	298.571	-	-	-	298.571
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	490	-	-	-	490
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	5.725	-	-	5.725
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	23	-	-	23
		321.007	5.748	-	-	326.755
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	25	-	-	195.713	-	195.713
Empréstimo circulante	24 e 25	-	3.919	14.307	-	18.226
Empréstimo não circulante	24 e 25	-	12.160	165.796	-	177.956
		-	16.079	375.816	-	391.895
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	10.724	10.724
Despesa operacional – Pessoal		-	-	(67.235)	-	(67.235)
Receita financeira		18.881	-	-	-	18.881
Despesa financeira		-	(1.076)	-	-	(1.076)
		18.881	(1.076)	(67.235)	10.724	(38.706)

38.3 Pessoal chave da Administração da entidade ou da respectiva controladora

As Controladas consideram como pessoal-chave da Administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$1.920 (R\$2.357 em 31 de dezembro de 2018) possuindo diretores empregados e não empregados.

A remuneração dos Diretores empregados é composta por salário ou honorários mais a verba de representação, sendo que os custos dos Diretores estão contabilizados na rubrica de Pessoal conforme Plano de Contas da ANEEL.

A remuneração dos Diretores não empregados com vínculo empregatício em outro órgão é composta do seu salário integral (reembolsado pela Companhia ao órgão de origem) mais a verba de representação.

A remuneração dos Diretores não empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

	CONSOLIDADO							
	31/12/2019				31/12/2018			
	Remuneração/ Honorário	Encargos	Benefícios	Total	Remuneração/ Honorário	Encargos	Benefícios	Total
Diretoria	1.032	250	151	1.433	1.184	416	100	1.699
Conselho de Administração	406	81	-	487	549	110	-	658
Total	1.438	331	151	1.920	1.732	525	100	2.357

39. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

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

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

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018
Ativos Financeiros			
Mensurados a Custo Amortizado			
Numerário Disponível	5	36.991	119.167
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	900.983	901.692
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
SIAC/BANRISUL	5	449.859	302.504
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-GT.....	13.2.1	1.574.326	1.695.505
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D.....	13.2.2	222.738	189.914
Mensurados a Valor Justo por Meio de Outro Resultado Abrangente			
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	119.140	102.734
TOTAL		3.304.039	3.311.516
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado			
Fornecedores	21	992.104	1.232.853
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	24	1.357.677	1.390.069
Arrendamento a Pagar	24.5	60.510	-
TOTAL		2.410.291	2.622.922

39.1 Gerenciamento de Riscos Financeiros

A Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

Risco de Crédito

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

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

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2019	31/12/2018
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	486.851	324.006
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	900.983	901.692
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	119.140	102.734
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D.....	13.2.2	222.738	189.914
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-GT.....	13.2.1	1.574.326	1.695.505
Total		3.304.039	3.213.850

Geração e Transmissão

Os saldos apresentados em Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa – SIAC/BANRISUL.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN – B.

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

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

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

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

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

II. Garantias

A Companhia não possui operações com garantias.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

Distribuição

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

A Companhia atua no mercado de distribuição de energia elétrica, atendendo a todos os clientes cativos na sua área de concessão conforme previsto nos contratos de concessão assinados com Poder Concedente, o risco de crédito se origina quando a Companhia incorre em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para amenizar os riscos decorrentes do fornecimento de energia na distribuição, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento, caso o cliente deixe de realizar seus pagamentos.

No geral a Administração entende que não há risco de crédito significativo no qual a Companhia está exposta, considerando as características das contrapartes, níveis de concentração e relevância dos valores em relação ao faturamento.

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

A Companhia identificou evidências de perda por redução no valor recuperável nas contas a receber que já são reduzidas de provisão para perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa.

II. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

39.2 Risco de Preço

Geração e Transmissão

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

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

A energia não comercializada fica sujeita às variações do preço de mercado, e aquela não vendida em contrato é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado e divulgado semanalmente pela

Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, cujos limites máximos e mínimos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

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

Distribuição

As tarifas são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e, anualmente, são reajustadas pelas variações dos custos não gerenciáveis (denominado Parcela A) e pela variação do IPCA para custos gerenciáveis (denominado Parcela B). O Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas.

Outro mecanismo de atualização das tarifas é a Revisão Tarifária Periódica, realizada a cada cinco anos, que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

39.3 Risco de Mercado

Geração e Transmissão

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

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

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

Distribuição

A quantidade de energia comprada para atendimento à Companhia está baseada na previsão de consumo para os próximos 5 anos. A legislação (Lei nº 10.848 de março de 2004 e Decreto nº 5.163 de julho de 2004) permite que a Companhia descontrate mensalmente a energia correspondente ao atendimento de consumidores livres, quando de sua saída. Também prevê a possibilidade de descontração de energia decorrente da entrada em operação de energia contratada anteriormente a 16 de março de 2004, anualmente por variação de mercado até 4% da energia contratada nos leilões de energia existente, duas vezes no ano através de cessões para outras distribuidoras em função de outros desvios de mercado, sem limites de montante de declaração. A Resolução Normativa nº 21/06 prevê alterações nas quotas-parte de Itaipu para cada Companhia, essas alterações podem gerar sobras ou déficits que também podem ser compensadas através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

Além do recurso de descontração, a Companhia tem cobertura tarifária para uma sobrecontratação de até 5% do seu requisito regulatório (mercado faturado acrescido das perdas regulatórias). Os compromissos assumidos com compra de energia estão elencados conforme quadro a seguir:

	2019
RECURSOS	MWh (*)
ITAIPU	1.728.170,03
CONTRATOS BILATERAIS	33.813,60
PROINFA	164.936,14
CCEN - ELETRONUCLEAR	324.578,88
CCGF	2.128.599,91
CCEAR ENERGIA EXISTENTE HIDRICA	139.447,76
CCEAR ENERGIA EXISTENTE TERMICA	303.571,76
CCEAR ENERGIA NOVA HIDRICA	1.874.288,50
CCEAR ENERGIA NOVA TERMICA	2.028.365,26
CCEAR ENERGIA EÓLICAS	755.295,40
CCEAR-C COMPRA - MCSD E.N.	4.346,80
CONTRATOS DE COMPRA	9.485.414,06
CCEAR-C VENDA - MCSD E.N.	(90.881,05)
CONTRATAÇÃO LÍQUIDA	9.394.533,01
EXPOSIÇÃO DE CURTO-PRAZO (SPOT)	(946.430,55)
TOTAL ENERGIA COMPRADA	8.448.102,46

(*) Balanço Energético em 31/12/2019

Os riscos existentes são:

Não atendimento a 100% do mercado – exposição voluntária ao mercado de curto prazo e sujeito a penalidades aplicadas pela ANEEL;

Repasse não integral da energia comprada acima do nível regulatório;

Variações drásticas de mercado que impliquem em subcontratação ou sobrecontratação decorrentes de crises econômicas;

Saída de consumidores livres especiais (com demanda superior a 500 KW, suprido por fontes renováveis) – não há na regulamentação vigente procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras quando da saída destes consumidores para o mercado livre;

Grande volatilidade do preço da energia liquidada no curto prazo, para atender variações sazonais de demanda, provocada por variações climáticas que interferem na disponibilidade de geração hídrica em cada mês;

Despacho de geração térmica para substituir a falta eventual de geração hídrica, o que eleva os preços dos contratos por disponibilidade na proporção do custo do combustível utilizado nesta geração.

39.4 Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Companhia é afetado pelo fator do risco cambial atrelado aos contratos de compra de energia de Itaipu e Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio. As alterações cambiais provenientes dos contratos de energia de Itaipu serão repassadas à tarifa por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A- CVA.

I. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2019 cuja cotação do dólar corresponde a R\$4,03 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do BACEN para 31/03/2020, correspondente ao dólar a R\$3,94. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2019	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	1.313.887	1.282.119	1.602.649	1.923.179
Fornecedores (Itaipu Binacional)	505.030	459.223	574.029	688.835
Passivo Líquido Exposto	1.818.917	1.741.343	2.176.678	2.612.014
Efeito Líquido da Variação Cambial			435.336	870.671

39.5 Risco de Liquidez

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

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

	Nota Explicativa	Vlr.Contábil	Vlr.Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	486.851	324.006
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	900.983	901.692
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-GT.....	13.2.1	1.574.326	1.695.505
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D.....	13.2.2	222.738	189.914
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar	10	119.140	102.734
		<u>3.304.038</u>	<u>3.213.850</u>
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	24	2.487.979	2.487.979
Fornecedores	21	992.104	1.232.853
		<u>3.480.083</u>	<u>3.720.832</u>

39.6 Gestão de Capital

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

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

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

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	25	1.357.677	1.390.069
Arrendamento a Pagar		60.510	-
Caixa e equivalentes de caixa	5	(486.851)	(324.006)
Investimento em Títulos do Governo	10	(119.140)	(102.734)
Dívida Líquida		<u>812.196</u>	<u>963.329</u>
Patrimônio Líquido	31	<u>(1.204.295)</u>	<u>114.646</u>
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>(0,67)</u>	<u>8,40</u>

39.7 Risco de Taxa de Juros

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

I. Análise de sensibilidade

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

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2019 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do BACEN, de 31/03/2020. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2019	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	25					
BNDES		TJLP	529.465	481.813	602.267	722.720
Eletrobras - RGR		Sem Risco	10.136	10.136	10.136	10.136
			539.601	491.949	612.403	732.856
Exposição Líquida			539.601	491.949	612.403	732.856
Efeito esperado no Resultado				(47.652)	120.454	120.453

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus instrumentos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das demonstrações financeiras conforme sugerido no CPC 48 e IFRS 9.

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

39.7.1 Valor Justo

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

	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	486.851	324.006
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	900.983	901.692
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-GT.....	13.2.1	1.574.326	1.574.326
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D.....	13.2.2	222.738	189.914
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC .	10	102.734	102.734
Total		3.287.632	3.092.672
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	24	1.357.677	1.390.069
Fornecedores	21	992.104	1.232.853
Total		2.349.781	2.622.922

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

39.7.2 Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

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

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

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

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo utilizando um método de avaliação e classificados conforme tabela a seguir:

	Valor contábil 31/12/2019	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante.....	350.281	-	350.281	
Ativo Financeiro da Concessão	1.797.064	-	-	1.797.064
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	119.140	119.140	-	-
	<u>2.266.485</u>	<u>119.140</u>	<u>350.281</u>	<u>1.797.064</u>

	Valor contábil 31/12/2018	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante.....	316.058	-	316.058	-
Ativo Financeiro da Concessão	1.691.861	-	-	1.764.240
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	119.140	119.140	-	-
	<u>2.127.059</u>	<u>119.140</u>	<u>316.058</u>	<u>1.764.240</u>

39.7.3 Apuração do Valor Justo

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

Nível 2 – O valor justo das aplicações financeiras vinculadas, aplicação SIAC/BANRISUL e da Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI, uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

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

39.8 Gerenciamento de Riscos Relacionados às Concessionárias e suas Operações

39.8.1 Riscos Hidrológicos

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado, na sua maior parte, a partir de usinas hidrelétricas, as quais estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, cada usina hidrelétrica está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na sua região geográfica como em outras regiões do país.

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

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Garantia Física, poderá resultar em exposições no Mercado de Curto Prazo – MCP, podendo impactar negativamente a Companhia, apesar dos mecanismos de mitigação de risco existentes.

O risco hidrológico associado às usinas que foram prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013, o que no caso da CEEE-GT representa cerca de 47% de sua garantia física, são de responsabilidade das empresas Distribuidoras que recebem as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.

39.8.2 Riscos Ambientais

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

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

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

40. SEGUROS

A Companhia mantém coberturas de seguros compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são consideradas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros. Não faz parte da revisão do Auditor Independente este julgamento da Administração.

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram àqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará a possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço.

Geração e Transmissão

O seguro patrimonial contratado tem vigência de 13/04/2019 à 13/04/2020. O valor do ativo segurado na área de geração é de R\$62.034 e o valor do prêmio é de R\$62 no segmento de transmissão o valor do ativo segurado é de R\$258.383 e o valor do prêmio é de R\$258.

Distribuição

O seguro patrimonial contratado tem vigência de 13/04/2019 à 13/04/2020. O valor do ativo segurado é de R\$89.790 e o valor do prêmio é de R\$139.

41. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

Geração e Transmissão

Reajuste Tarifário – Geração

A ANEEL publicou no último dia 26/07, a Resolução Homologatória nº 2.587, de 23/07/2019, que homologa as Receitas Anuais de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência 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), acrescidos dos Encargos de Uso e Conexão aos Sistemas de Distribuição e Transmissão, da Parcela Ajuste por Indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl), da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e dos custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE). As parcelas de GAG são compostas pela parcelas de GAGO&M, destinada à cobertura dos custos operacionais, de GAGMelhorias, destinada à cobertura dos investimentos em melhorias, e do Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI), destinada à cobertura dos investimentos em bens não reversíveis como software e veículos.

A Receita Anual de Geração (RAG) do conjunto de usinas cotistas da CEEE-GT teve um incremento de 2,79% em comparação com o ciclo 2018/2019, totalizando o montante de R\$118,4 Milhões.

Reajuste Tarifário - Transmissão

O Reajuste Anual da Transmissão da CEEE-GT, que trouxe a nova RAP (Receita Anual Permitida) está válido desde 1º de julho de 2019, conforme Resolução Homologatória (REH) da Aneel nº 2.565/2019 (Ciclo 2019/2020). A nova RAP da Transmissora totaliza R\$729.282 milhões e começa a ingressar no caixa da empresa a partir de agosto de 2019, nela está incluído incremento de R\$38,8 milhões provenientes de obras novas e de atualização monetária, em comparação ao Ciclo 2018/2019.

42. EVENTOS SUBSEQUENTES

Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

A Concessionária efetivou, em fevereiro/2020, o recebimento de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) recebido da holding CEEE-PAR, conforme resolução RD-002/20 de 11/02/2020, no valor de R\$92.594.

Recompra de Ações

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 22 de janeiro de 2020, aprovou o Plano de Recompra de Ações de emissão da própria Companhia, nos termos do seu Estatuto Social, da Instrução CVM nº 567/15 e demais disposições legais vigentes, e autorizou a Diretoria a praticar todos os atos necessários à implementação do Plano.

O programa de recompra de ações ("Programa de Recompra") tem por objetivo a aquisição de ações de emissão da própria Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT ("Companhia" ou "CEEE-GT") para manutenção de tais ações em tesouraria, cancelamento ou alienação, com o fim de maximizar a geração de valor para os acionistas. A aquisição será realizada em Bolsa de Valores, cabendo à Diretoria Executiva decidir o momento e a quantidade de ações a serem adquiridas, respeitando os limites previstos na regulamentação aplicável. O prazo máximo para aquisição das referidas ações é de 365 dias iniciando no dia 24 de janeiro de 2020 e encerrando-se em 23 de janeiro de 2020.

Risco CORONAVÍRUS

Desde o início do ano de 2020 temos acompanhado a propagação do Novo Coronavírus (Covid-19) ao redor do mundo. Embora não seja possível prever nesse momento a extensão, severidade e duração dos impactos do vírus da Covid-19, a Administração entende que, até a data da publicação das demonstrações financeiras, não foram identificados impactos que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2019 de forma significativa e de suas premissas de negócios.

A Companhia espera que as providências tomadas pelas autoridades sanitárias e de saúde sejam suficientes para reter a expansão do vírus no âmbito regional e global.

Pagamento das parcelas do Contrato Mútuo com a CEEE GT

Nos meses de janeiro e fevereiro de 2020 a CEEE D amortizou parcelas do contrato de mútuo com a CEEE-GT no montante de R\$14.344.

Porto Alegre, 0X de Março de 2020.

MARCO DA CAMINO ANCONA LOPEZ SOLIGO
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Lucio do Prado Nunes
Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida
Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa
Diretor

Elisângela Moura Rodrigues
Contadora CRCRS 62384

Declaração dos Diretores da Companhia sobre as Demonstrações Financeiras

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, sociedade anônima de capital fechado, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.420.472/0001-05, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-Par relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

Porto Alegre, 30 de março de 2019.

MARCO DA CAMINO ANCONA LOPEZ SOLIGO
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Lucio do Prado Nunes
Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida
Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa
Diretor



Declaração dos Diretores da Companhia sobre o relatório dos Auditores Independentes

Em atendimento A Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, sociedade anônima de capital fechado, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.420.472/0001-05, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Russel Bedford Brasil Auditores Independentes S/S relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-Par referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

Porto Alegre, 30 de março de 2019.

MARCO DA CAMINO ANCONA LOPEZ SOLIGO
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Lucio do Prado Nunes
Diretor

Carlos Augusto Tavares de Almeida
Diretor

Gustavo Balbino Dias da Costa
Diretor

Manifestação do Conselho de Administração

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa, a Demonstração do Valor Adicionado e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2019, encerrado em 31 de dezembro de 2019, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando o Relatório dos Auditores Independentes e o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 30 de março de 2020.

Vera Inêz Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.

Marco da Camino Ancona Lopez Soligo

Everton Santos Oltramari

Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis

Aos

Administradores e aos Acionistas da

Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE Par

Porto Alegre - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – Par ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par 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, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

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". Somos independentes em relação à Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par 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.

Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional e desestatização

Chamamos a atenção para a Nota 1.3 às Demonstrações Financeiras da CEEE – D e Nota 1.2 da CEEE - GT, que descreve que a Companhia tem apurado sucessivos prejuízos e apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício, nos montantes de R\$ 3.690.282 e R\$ 3.160.795 mil, respectivamente. Essa situação indica a existência de incerteza relevante a qual pode levantar dúvidas sobre sua continuidade operacional da controlada CEEE-D. Essa mesma NE trata também da desestatização da Companhia. 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.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A administração da **Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par** é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, 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, 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 são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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.

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, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par.
- 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 Energia Elétrica Participações – CEEE-Par 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, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

São Paulo, 30 de março de 2020.

RUSSELL BEDFORD BRASIL

AUDITORES INDEPENDENTES S/S

CRC2RS – 5.460/0-O “T” SP

ROGER MACIEL DE OLIVEIRA

Contador CRC1RS – 71.505/O-3 – T - SP

Sócio Responsável Técnico

Comitê de Auditoria Estatutário Comunicado CAE-PAR nº 03 - 27/03/2020

Ao

Conselho de Administração da CEEE-PAR

I - Introdução

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE é um órgão estatutário da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-PAR, cujos membros foram eleitos pelo Conselho de Administração em 08 de abril de 2019, composto por cinco membros independentes, atendendo à lei federal nº 13.303/2016 (Lei das Estatais). O CAE é o órgão auxiliar do Conselho de Administração e não tem poder decisório ou atribuições executivas. Suas funções e responsabilidades são desempenhadas em cumprimento às atribuições legais aplicáveis.

2 - Competências

A Administração é responsável pela elaboração das demonstrações contábeis da CEEE-PAR, observadas as diretrizes de assegurar a qualidade dos processos relacionados às informações financeiras e às atividades de controle e de gestão de riscos.

Cabe à empresa de auditoria independente contratada, assegurar que as Demonstrações Contábeis, representem adequadamente a posição patrimonial e financeira da CEEE-PAR, de acordo com os princípios fundamentais de contabilidade e da legislação societária, bem como a revisão dos controles internos e dos principais riscos.

Conforme o art. 24, da Lei n. 13.303/16, o CAE deverá monitorar a qualidade e integridade das demonstrações financeiras, de modo que as informações contábeis sejam sempre apreciadas pelo Comitê antes da aprovação de sua divulgação pelo Conselho de Administração.

No cumprimento dessa atribuição, o CAE não é responsável pelo planejamento ou condução de auditorias ou por qualquer afirmação de que as demonstrações contábeis da CEE-PAR sejam completas e exatas ou de que estejam apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e com as Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Esta é uma responsabilidade dos Auditores Independentes. De modo semelhante, no exercício de suas atividades, os membros do Comitê não estão desempenhando as funções de auditores ou contadores.

As funções do CAE são desempenhadas, principalmente com base nas informações recebidas da Administração, dos auditores independentes, da auditoria interna e dos responsáveis pela elaboração das demonstrações financeiras.

3. Atividades Realizadas:

Desde sua instalação, o CAE se reuniu num total de 14 (quatorze) reuniões ordinárias e extraordinárias na sede da Companhia. As reuniões envolveram profissionais e responsáveis por vários departamentos da Companhia auditoria interna: riscos e conformidade, ouvidoria, contabilidade, jurídico, financeiro, tecnologia da informação, comitê de ética, Fundação CEEE, firma responsável pelo cálculo atuarial contratada pela Diretoria, Diretor Presidente e Diretor de Distribuição.

O CAE tomou conhecimento das informações contábeis referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, compreendendo: Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado, Demonstração do Resultado Abrangente, Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, Demonstração do Fluxo de Caixa, Demonstração do Valor Adicionado (informação complementar) e as Notas Explicativas, apresentadas pelo Diretor Presidente e pela Contadora da Companhia na data de hoje, todas acompanhadas da Minuta do Relatório da Auditoria Independente elaborada pela firma Russel Bedford Brasil Auditores Independentes.

4. Conclusão:

Considerando as informações prestadas pela Companhia e que todos os assuntos pertinentes que lhe foram dados a conhecer estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Financeiras o CAE no uso de suas atribuições legais e estatutárias entende que Conselho de Administração pode aprovar a divulgação das demonstrações financeiras e notas explicativas da CEEE-PAR relativas ao exercício supracitado.

Porto Alegre, 27 de março de 2020.

Maurício Augusto Souza Lopes
Presidente do CAE

**Companhia de Processamento de
Dados do Estado do RS
PROCERGS**

RELATÓRIO DA DIRETORIA

Senhores Acionistas: A administração da PROCERGS - Centro de Tecnologia da Informação e Comunicação do Estado do RS S.A., em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias, bem como aos nossos usuários, fornecedores e demais entidades com as quais mantemos relações e a comunidade sul rio-grandense, as Demonstrações Contábeis referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019. **A DIRETORIA**

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Valores expressos em Reais)

ATIVO					PASSIVO				
ATIVO	Nota Explicativa	2019	01/01/2019	2018	PASSIVO	Nota Explicativa	2019	01/01/2019	2018
CIRCULANTE		80.944.189,93	101.338.744,28	101.338.744,28	CIRCULANTE		113.751.447,40	73.183.526,64	73.183.526,64
DISPONIBILIDADES.....	4.a	18.704.692,97	11.902.623,14	11.902.623,14	FORNECEDORES.....		37.145.868,13	19.312.443,71	19.312.443,71
BANCOS E APLICAÇÃO FINANCEIRA.....		18.704.692,97	11.902.623,14	11.902.623,14	OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS.....		16.464.909,03	22.124.587,85	22.124.587,85
CRÉDITOS		54.200.789,32	79.631.298,03	79.631.298,03	OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS.....		9.729.316,89	11.439.347,65	11.439.347,65
CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	4.b	50.742.385,04	75.447.609,31	75.447.609,31	PROVISÃO DE FÉRIAS E ENCARGOS.....		18.817.374,49	18.667.596,20	18.667.596,20
(-) PROVISÃO P/CRÉDITO LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA.....	4.c	(787.842,28)	(319.391,32)	(319.391,32)	OBRIGAÇÕES COM CLIENTES.....		0,00	3.943,41	3.943,41
CRÉDITOS DE PESSOAL.....	4.d	2.743.721,10	2.118.314,36	2.118.314,36	PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS.....	8.b	30.000.000,00	0,00	0,00
OUTROS CRÉDITOS.....	4.e	1.502.525,46	2.384.765,68	2.384.765,68	OUTRAS OBRIGAÇÕES.....	4.o	1.593.978,86	1.635.607,82	1.635.607,82
ESTOQUES		6.536.024,10	8.320.191,00	8.320.191,00	NÃO CIRCULANTE		112.889.082,22	110.158.279,81	110.158.279,81
MATERIAIS DE PROCESSAMENTO E IMPRESSÃO.....	4.f	91.107,60	110.721,26	110.721,26	PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS.....	8.b	47.629.036,81	64.894.162,73	64.894.162,73
MATERIAIS INDIRETOS.....	4.f	860.777,42	676.645,14	676.645,14	BENS DE TERCEIROS.....	4.l	65.260.045,41	45.264.117,08	45.264.117,08
SERVIÇOS EM ANDAMENTO.....	4.g	5.584.139,08	7.532.824,60	7.532.824,60	TOTAL DO PASSIVO		226.640.529,62	183.341.806,45	183.341.806,45
DESPESAS DO EXERCÍCIO SEGUINTE.....		1.502.683,54	1.484.632,11	1.484.632,11	PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
NÃO CIRCULANTE		107.796.570,83	85.721.934,82	98.512.491,16	CAPITAL SOCIAL.....		115.319.287,84	115.319.287,84	115.319.287,84
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO.....		22.396.893,02	18.266.622,79	31.057.179,13	CAPITAL SUBSCRITO.....	7.a	115.319.287,84	115.319.287,84	115.319.287,84
DEPÓSITOS RESTITUIVEIS/JUDICIAIS.....	4.h e 10.a	22.396.893,02	18.266.622,79	31.057.179,13	RESERVAS DE CAPITAL.....		7.863,68	7.863,68	7.863,68
INVESTIMENTOS.....	4.i	151.388,40	151.388,40	151.388,40	C.M. DO CAPITAL REALIZADO.....		7.863,68	7.863,68	7.863,68
IMOBILIZADO.....	4.j e 5	14.267.258,91	16.108.482,77	16.108.482,77	PREJUÍZO ACUMULADO.....	7.b e 10.b	(153.226.920,38)	(111.608.278,87)	(98.817.722,53)
INTANGÍVEL.....	4.k e 6	5.720.985,09	5.931.323,78	5.931.323,78	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		(37.899.768,86)	3.718.872,65	16.509.428,99
BENS DE TERCEIROS.....	4.l	65.260.045,41	45.264.117,08	45.264.117,08	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		188.740.760,76	187.060.679,10	199.851.235,44
TOTAL DO ATIVO		188.740.760,76	187.060.679,10	199.851.235,44					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 - (Valores expressos em Reais)

	Nota Explicativa	2019	2018
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	4.p	341.132.430,26	335.650.805,95
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA.....		(45.057.149,61)	(44.233.084,00)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		296.075.280,65	291.417.721,95
CUSTO DOS SERVIÇOS PRESTADOS.....		(235.104.979,10)	(219.246.551,36)
LUCRO BRUTO		60.970.301,55	72.171.170,59
DESPESAS OPERACIONAIS		(100.953.190,09)	(78.801.049,92)
DESPESAS COM VENDAS.....		(6.063.738,11)	(6.637.476,76)
DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS.....		(93.535.908,23)	(74.331.823,92)
DESPESAS FINANCEIRAS.....		(2.968.794,90)	(1.294.255,34)
RECEITAS FINANCEIRAS.....		1.615.251,15	3.462.506,10
OUTRAS RECEITAS/DESPESAS OPERACIONAIS.....		542.886,67	1.467.503,08
RESULTADO OPERACIONAL		(39.440.001,87)	(5.162.376,25)
OUTRAS RECEITAS.....		6.208,59	6.337,07
OUTRAS DESPESAS.....		(57.108,67)	(44.515,00)
RESULTADO DO EXERCÍCIO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		(39.490.901,95)	(5.200.554,18)
IMPOSTO DE RENDA.....		-	-
CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....		-	-
RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	4.p	(39.490.901,95)	(5.200.554,18)
Prejuízo por lote de mil ações.....		75,34	9,92

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 - (Valores expressos em Reais)

	2019	01/01/2019	2018
1 - ATIVIDADES OPERACIONAIS			
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO.....	(39.490.901,95)	(5.200.554,18)	(5.200.554,18)
AJUSTES PARA RECONCILIAÇÃO:			
DEPRECIACÃO/AMORTIZAÇÃO.....	9.326.749,71	9.983.694,94	9.983.694,94
AJUSTE PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS AÇÕES TRABALHISTAS (RESULTADO).....	33.403.934,23	15.904.863,89	15.904.863,89
AJUSTE PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS AÇÕES TRABALHISTAS (PASSIVO).....	(22.861.344,90)	-	-
PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS AÇÕES CÍVEIS.....	-	36.868,07	36.868,07
PROVISÃO PARA DEVEDORES DUVIDOSOS.....	468.450,96	150.789,62	150.789,62
AJUSTES DEPÓSITOS JUDICIAIS.....	22.742.668,16	-	-
AJUSTES DE EXERCÍCIOS ANTERIORES (Nota Explicativa 10.d para 01/01/2019).....	(2.127.739,56)	(14.341.208,83)	(1.550.652,49)
RESULTADO LÍQUIDO AJUSTADO.....	1.461.816,65	6.534.453,51	19.325.009,85
VARIAÇÕES DO ATIVO			
AUMENTO DESPESAS DO EXERCÍCIO SEGUINTE.....	(18.051,43)	(617.161,17)	(617.161,17)
AUMENTO DEPÓSITOS JUDICIAIS (Nota Explicativa 10.d para 01/01/2019).....	(14.082.382,05)	1.519.444,35	(11.271.111,99)
REDUÇÃO DOS ESTOQUES.....	1.784.166,90	(2.887.003,95)	(2.887.003,95)
REDUÇÃO CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	24.705.224,27	(6.921.247,13)	(6.921.247,13)
REDUÇÃO DE OUTRAS CONTAS A RECEBER.....	256.833,48	1.517.051,09	1.517.051,09
VARIAÇÕES DO PASSIVO			
AUMENTO DE FORNECEDORES.....	17.833.424,42	3.171.846,86	3.171.846,86
REDUÇÃO SALÁRIOS E ENCARGOS.....	(1.520.112,46)	4.233.333,09	4.233.333,09
REDUÇÃO DE IMPOSTOS RETIDOS NA FONTE.....	(1.203.808,35)	2.251.558,42	2.251.558,42
REDUÇÃO DE OUTRAS CONTAS A PAGAR.....	(81.768,97)	448.434,10	448.434,10
REDUÇÃO DE IMPOSTOS S/SERVIÇOS.....	(4.455.870,47)	3.424.501,13	3.424.501,13
REDUÇÃO OBRIGAÇÕES COM CLIENTES.....	(3.943,41)	(50.964,16)	(50.964,16)
REDUÇÃO CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS.....	(10.598.271,59)	(2.797.120,03)	(2.797.120,03)
CAIXA LÍQUIDO GERADO NAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	14.077.256,99	9.827.126,11	9.827.126,11
2 - ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS			
BAIXAS DE ATIVOS IMOBILIZADOS.....	57.108,67	44.515,00	44.515,00
COMPRA DE ATIVOS IMOBILIZADOS.....	(4.892.909,59)	(9.888.009,14)	(9.888.009,14)
COMPRA DE ATIVOS INTANGÍVEIS.....	(2.439.386,24)	(1.363.813,33)	(1.363.813,33)
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS	(7.275.187,16)	(11.207.307,47)	(11.207.307,47)
3 - ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS			
INTEGRALIZAÇÃO DE CAPITAL.....	0,00	0,00	0,00
CAIXA LÍQUIDO GERADO NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS	0,00	0,00	0,00
VARIAÇÃO LÍQUIDO DE CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA	6.802.069,83	(1.380.181,36)	(1.380.181,36)
SALDO INÍCIO PERÍODO	11.902.623,14	13.282.804,50	13.282.804,50
BANCOS	465.437,28	3.779.203,35	3.779.203,35
APLICAÇÕES FINANCEIRAS	18.239.255,69	8.123.419,79	8.123.419,79
SALDO FINAL PERÍODO	18.704.692,97	11.902.623,14	11.902.623,14
VARIAÇÃO	6.802.069,83	(1.380.181,36)	(1.380.181,36)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 - (Valores expressos em Reais)

PATRIMÔNIO LÍQUIDO MUTAÇÕES	CAPITAL REALIZADO	RESERVA DE CAPITAL	NOTA EXPLICATIVA	LUCROS OU PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
		RESERVA CORREÇÃO MONETÁRIA DO CAPITAL			
SALDO EM 31/12/2017	115.319.287,84	7.863,68		(70.488.727,73)	44.838.423,79
AJUSTES DE EXERCÍCIOS ANTERIORES	-	-		(23.128.440,62)	(23.128.440,62)
PREJUÍZO LÍQUIDO EXERCÍCIO	-	-		(5.200.554,18)	(5.200.554,18)
SALDO EM 31/12/2018	115.319.287,84	7.863,68	-	(98.817.722,53)	16.509.428,99
AJUSTES DE EXERCÍCIOS ANTERIORES (RECONHECIDOS EM 2019)			10.c	(12.790.556,34)	(12.790.556,34)
SALDO EM 01/01/2019	115.319.287,84	7.863,68	-	(111.608.278,87)	3.718.872,65
AJUSTES DE EXERCÍCIOS ANTERIORES				(2.127.739,56)	(2.127.739,56)
PREJUÍZO LÍQUIDO EXERCÍCIO				(39.490.901,95)	(39.490.901,95)
SALDO EM 31/12/2019	115.319.287,84	7.863,68	-	(153.226.920,38)	(37.899.768,86)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Continua >>>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 (Valores em Reais)

1. Contexto Operacional

A PROCERGS – Centro de Tecnologia da Informação e Comunicação do Estado do Rio Grande do Sul S.A., criada pela Lei Estadual n.º 6.318 de 30 de novembro de 1971, é uma Sociedade de Economia Mista com sede em Porto Alegre, Coordenadorias Regionais nas cidades de Alegrete, Caxias do Sul, Pelotas, Passo Fundo, Santo Ângelo e Santa Maria. Suas atividades concentram-se, basicamente, na execução de serviços de processamento de dados, tratamento de informações e telecomunicações para os órgãos da administração direta e indireta do Governo do Estado do Rio Grande do Sul. Secundariamente, atua ainda na prestação de serviços de informática, assessoramento técnico e publicações eletrônicas no Diário Oficial do Estado a órgãos da administração pública, outras esferas de governo e entidades privadas, serviços estes, que representam aproximadamente 6% da receita total da Companhia.

2. Regime Tributário

A Companhia é tributada pelo Lucro Real e sua escrituração é mantida em registros permanentes, com obediência aos preceitos do Art. 177, Lei n.º 6.404 de 15/12/1976 e aos princípios de contabilidade. Observa critérios contábeis uniformes, registra as mutações patrimoniais segundo o regime de competência. Os direitos e obrigações estão em conformidade com seus efetivos valores reais.

3. Apresentação das Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis e as notas explicativas estão apresentadas em Reais e foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis emanadas da Legislação Societária (Art. 176 da Lei n.º 6.404, de 15/12/1976, alterado pela Lei n.º 11.638 de 28 de dezembro de 2007, pela Lei n.º 11.941, de 27 de maio de 2009).

4. Resumo das Principais Práticas e Políticas Contábeis

(a) Disponibilidades

São compostas por depósitos bancários e aplicações financeiras de curto prazo de alta liquidez, utilizados para o cumprimento das obrigações de curto prazo da Companhia, e não para investimentos ou outros fins. A Companhia considera disponibilidades de caixa, uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, uma aplicação financeira, normalmente, se qualifica como disponibilidade quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação. Abaixo quadro por segmento.

Grupo	2019	2018
Depósitos Bancários à Vista	442.517,28	3.779.203,35
Depósitos Bancários – Caixinhas Setoriais	22.920,00	0,00
Títulos de Aplicações Financeiras	18.239.255,69	8.123.419,79
TOTAL	18.704.692,97	11.902.623,14

(b) Contas a Receber de Clientes

Inclui os serviços faturados, ainda não recebidos, contabilizados pelo regime de competência. O saldo a receber no encerramento do exercício tem a seguinte composição:

	2019		2018	
Créditos em Aberto	Por Tipo de Mercado	Soma	Por Tipo de Mercado	Soma
Vencidos até 2016		606.888,45		1.811.561,64
- Administração Direta - Vencidos a partir de 09/2016	352.194,84		352.196,67	
- Administração Indireta	27.993,32		1.228.417,59	
- Outros Mercados	150.205,12		154.384,80	
- Outros Poderes	76.495,17		76.562,58	
Vencidos em 2017		1.823.656,75		4.601.879,56
- Administração Direta	1.608.513,72		3.647.368,21	
- Administração Indireta	134.640,40		860.403,42	
- Outros Mercados	74.162,55		85.069,21	
- Outros Poderes	6.340,08		9.038,72	
Vencidos em 2018		4.769.979,75		37.509.803,11
- Administração Direta	3.997.155,08		32.141.131,11	
- Administração Indireta	463.118,98		4.231.340,68	
- Outros Mercados	294.636,64		1.040.041,75	
- Outros Poderes	15.069,05		97.289,57	
Vencidos em 2019		12.794.580,61	Vincendos	31.524.365,00
- Administração Direta	9.438.171,84		15.029.911,91	
- Administração Indireta	2.142.471,69		14.166.131,69	
- Outros Mercados	845.739,79		805.906,56	
- Outros Poderes	368.197,29		1.522.414,84	
Vincendos em 2020		30.747.279,48		
- Administração Direta	14.866.155,51		0,00	
- Administração Indireta	13.650.395,41		0,00	
- Outros Mercados	1.029.332,96		0,00	
- Outros Poderes	1.201.395,60		0,00	
TOTAL		50.742.385,04		75.447.609,31

(c) Provisão para Crédito Liquidação Duvidosa

Considerando a experiência que a Companhia tem sobre o nível de perdas, foi constituída a provisão dos valores devidos pelos clientes da iniciativa privada e das empresas públicas que a PROCERGS não seja controladora, controlada, coligada ou interligada. O valor provisionado é considerado suficiente para expectativa de perdas na realização dos créditos.

(d) Créditos de Pessoal

Nesta rubrica estão lançados os adiantamentos de diárias e viagens a funcionários aguardando a efetiva prestação de contas e as antecipações de férias pagas quando da solicitação das mesmas e descontadas quando incluídas em folha de pagamento.

(e) Outros Créditos

São contabilizadas as antecipações e contribuições a recuperar, impostos a compensar e outros créditos, tais como: bloqueio judicial, reembolso de funcionários cedidos e plano de saúde de responsabilidade dos funcionários descontado em folha de pagamento.

Grupo	2019	2018
Antecipações, Contribuições e Impostos a Recuperar	1.114.817,64	1.363.436,49
Bloqueio Judicial	109.376,48	109.376,48
Reembolso Funcionários Cedidos	246.281,61	867.437,26
Outros Créditos	32.049,73	44.515,45
TOTAL	1.502.525,46	2.384.765,68

(f) Estoques de Materiais

Os materiais em almoxarifado destinados ao consumo e à manutenção dos serviços prestados pela Companhia encontram-se classificados no Ativo Circulante. A avaliação foi realizada pelo custo médio de aquisição de cada item, inferior, portanto aos valores do mercado.

(g) Estoques - Serviços em Andamento - Diferimento do Custo

Os custos diferidos não necessariamente referem-se aos apropriados dentro de uma determinada competência, podendo estar compostos por valores já reconhecidos em outros exercícios. Nos exercícios de 2017 e 2018 ficaram diferidos os valores de R\$4.850.065,01 e R\$7.532.824,60 respectivamente, referentes aos custos que não haviam receitas reconhecidas até o momento. Em 2019 o valor do custo diferido para exercícios seguintes foi de R\$5.584.139,08 que serão levados a resultado na proporcionalidade do reconhecimento da receita. Na Demonstração do Resultado do Exercício de 2019, o valor total do Custo dos Serviços Prestados é de R\$235.104.979,10 que se referem a todos os custos incorridos para a elaboração dos serviços. Objetivando atender o princípio da competência, em 2019 foi acrescentado ao diferimento o valor de R\$12.530.748,05.

Durante o exercício de 2019, foram levados a resultado custos diferidos no próprio exercício (R\$5.812.908,28) e de exercícios anteriores (R\$3.077.632,84) pela realização da receita. Após severa revisão dos valores que ainda estavam diferidos, com datas retroativas a 2018, inclusive, foram identificados custos (R\$5.588.892,45) sem perspectivas de receitas futuras, que também foram levados a resultado, totalizando no exercício (R\$14.479.433,57).

Abaixo quadro demonstrativo:

Diferidos em Exercícios Anteriores		
Valor Diferido em 2019	7.013.509,65	7.532.824,60
Acrescimo ao Diferido, em 2019, de Exercícios Anteriores	5.517.238,40	
Total dos Valores Diferidos em 2019		12.530.748,05
Custo Levado a Resultado Diferido de Exercícios Anteriores	(8.666.525,29)	
Custo Levado a Resultado, Diferido no Próprio Exercício	(5.812.908,28)	
Total Apropriado como Custo em 2019		(14.479.433,57)
Valor Diferido para Exercícios Futuros		5.584.139,08

(h) Depósitos Judiciais

Os depósitos judiciais referem-se a ações trabalhistas e são apresentados pelo valor atualizado monetariamente, utilizando-se os índices de poupança (TR + juros de 0,5% a.m.) da data do depósito até o encerramento do exercício. Para estas ações, existem provisões no Passivo Circulante e Não Circulante, na rubrica de Provisões para Contingências.

(i) Investimentos

Os investimentos referem-se a participações em outras empresas, entre elas, OI S.A., Telebrás – Telecomunicações Brasileiras S/A, CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica, CTMR – Companhia Telefônica Melhoramento e Resistência, demonstrados ao custo de aquisição, corrigido monetariamente até 31/12/1995.

(j) Imobilizado

Esses ativos estão registrados ao custo de aquisição, corrigidos monetariamente até 31/12/1995. A depreciação é calculada pelo método das quotas constantes, com base em taxas determinadas em função do prazo de vida útil estimado dos bens, segundo parâmetros estabelecidos pela Legislação Tributária. Para os equipamentos de produção, utilizou-se a depreciação acelerada em função do número de horas diárias de operação.

A Companhia realizou o "Teste de Impairment" conforme determina o Comitê de Pronunciamento Contábil – CPC (01 e 27 e IT 10) em seus ativos Imobilizados, readequando os saldos contábeis das contas, com a finalidade de assegurar que os ativos não estejam registrados contabilmente por um valor superior ao seu valor recuperável, sendo os mesmos registrados em contas redutoras em cada grupo de bens, conforme relatório fornecido pela Empresa IBIAEON Contabilidade Consultoria Patrimonial Avaliações e Informática Ltda. – EPP, no valor de R\$30.736,79 devidamente transferido para o resultado do exercício. Segue valores discriminados por grupo de conta.

Discriminação	Valor ajustado
- Benfeitorias Próprias	4.483,27
- Auxiliares de Comunicação	779,33
- Acumuladores (Baterias)	24.236,24
- Móveis e Utensílios	177,19
- Equipamentos, Instalações e Comunicações	944,36
- Condicionadores de Ar e Ventiladores	116,40
TOTAL	30.736,79

(k) Intangível

Esses ativos estão registrados ao custo de aquisição, corrigidos monetariamente até 31/12/1995. Os bens registrados na conta de Software estão devidamente amortizados, calculados pelo método das quotas constantes, com base em taxa determinada em função do prazo de vida útil estimado dos bens, segundo parâmetros estabelecidos pela Legislação Tributária.

A Companhia realizou o "Teste de Impairment" conforme determina o Comitê de Pronunciamento Contábil – CPC (01 e 27 e IT 10) em seus ativos Intangíveis, readequando os saldos contábeis das contas, com a finalidade de assegurar que os ativos não estejam registrados contabilmente por um valor superior ao seu valor recuperável, sendo os mesmos registrados em contas redutoras em cada grupo de bens, conforme relatório fornecido pela Empresa IBIAEON Contabilidade Consultoria Patrimonial Avaliações e Informática Ltda. – EPP, no valor de R\$17.419,30, devidamente transferido para o resultado do exercício. Segue valores discriminados por grupo de conta.

Discriminação	Valor ajustado
- Software	17.419,30
TOTAL	17.419,30

(l) Bens de Terceiros

São bens recebidos de terceiros, que integram o patrimônio da Companhia para uso em suas atividades, mas que deverão ser devolvidos aos seus respectivos proprietários, conforme contratos. Os bens incorporados nesta conta foram enviados, principalmente, pela Secretaria da Fazenda do Estado do RS, para compor o novo Data Center da Companhia. Para efeito de controle, utilizou-se o custo original de aquisição para contabilização no Ativo e Passivo Não Circulante, não sofrendo depreciação.

(m) Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social

Não foram constituídas provisões referentes ao Imposto de Renda e Contribuição Social, em decorrência do prejuízo fiscal apresentado quando da apuração do Lucro Real.

(n) Passivo Circulante e Não Circulante

Demonstrados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridas.

Neste grupo estão registrados os bens de terceiros, que deverão ser devolvidos aos seus respectivos proprietários, conforme contratos.

(o) Outras Obrigações

Neste item registramos as cauções de contratos recebidos pela Companhia, os valores gastos por funcionários em consignação com entidades financeiras (Banrisul e Caixa Econômica Federal), além de outros valores repassados a terceiros.

(p) Resultado do Exercício

O resultado do exercício é apurado obedecendo ao princípio da competência.

A Receita Operacional Bruta foi de R\$341.132.430,26 apresentando um crescimento nominal de R\$5.481.624,31 (1,63%) em relação ao exercício de 2018. O Prejuízo do Exercício foi de R\$39.490.901,95, demonstrando um acréscimo em seu prejuízo nominal de R\$34.290.347,77, em relação ao prejuízo apurado no exercício anterior. Entre os fatores que levaram ao resultado apresentado no exercício estão, o baixo crescimento da Receita Operacional Bruta (ROB), insuficiente para cobrir os custos e despesas operacionais, o provisionamento das Contingências Trabalhistas, que na visão da Companhia são prováveis de perda no valor de R\$33.403.934,23, e pelos valores de Diferimento de Custos, que foram diferidos em exercícios anteriores e levados a resultado em 2019.

(q) Demonstração dos Fluxos de Caixa

A Demonstração dos Fluxos de Caixa foi preparada pelo método indireto e está apresentada de acordo com o pronunciamento contábil CPC 03 e a Resolução CFC n.º 1.296/2010.

5. Imobilizado

	Saldo inicial em 2018	Aquisição	Baixas	Transferências	Depreciação Acumulada	Teste de Impairment	Saldo líquido em 2019	Taxa Anual
Terrenos	1.769.907,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.769.907,19	-- x --
Prédios	11.537.354,10	455.363,23	(86.650,55)	33.304,20	(8.389.283,90)	(4.483,27)	3.545.603,81	4%
Equip. de Produção	92.995.814,29	3.900.926,69	(2.038.651,94)	0,00	(88.808.148,55)	(779,33)	6.049.161,16	40%
Equip. de Apoio	3.586.239,12	391.721,92	(49.328,95)	0,00	(3.314.637,02)	(24.236,24)	589.758,83	20%
Instalações/Outros	10.984.426,29	38.236,72	(157.357,16)	166.897,48	(9.602.381,64)	(1.237,95)	1.428.583,74	17% * (1)
Benfeitorias	2.170.337,95	106.661,03	0,00	0,00	(1.392.754,80)	0,00	884.244,18	20%
Prédios Terceiros								
Imob. em Andamento	208.791,68	0,00	(8.590,00)	(200.201,68)	0,00	0,00	0,00	-- x --
TOTAL	123.252.870,62	4.892.909,59	(2.340.578,60)	0,00	(111.507.205,91)	(30.736,79)	14.267.258,91	

*(1) Taxa Média

6. Intangível

	Saldo inicial em 2018	Aquisição	Baixas	Amortização Acumulada	Teste de Impairment	Saldo líquido em 2019	Taxa Anual
Programas de Computador	40.429.732,51	2.439.386,24	(1.149,47)	(37.138.221,62)	(17.419,30)	5.712.328,36	20%
Direito Uso							
Telefone	2.911,08	0,00	0,00	0,00	0,00	2.911,08	-- x --
Marcas	5.745,65	0,00	0,00	0,00	0,00	5.745,65	-- x --
TOTAL	40.438.389,24	2.439.386,24	(1.149,47)	(37.138.221,62)	(17.419,30)	5.720.985,09	

7. Patrimônio Líquido

(a) Capital Social

O capital social subscrito e totalmente integralizado é de R\$115.319.287,84, representado por 524.178.240 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal, com a seguinte composição:

Acionistas	Tipo	Quantidade	%
Estado do Rio Grande do Sul	ON	522.007.303	99,59
OI S.A.	ON	1.366.594	0,26
CORSAN – Companhia Riograndense de Saneamento	ON	431.557	0,08
IPERGS – Instituto de Previdência do Estado do Rio Grande do Sul	ON	372.786	0,07
TOTAL DAS AÇÕES		524.178.240	100,00

(b) Prejuízo Acumulado

O prejuízo apresentado no Patrimônio Líquido tem a seguinte composição:

	2019	01/01/2019	2018
Resultado do Exercício na Demonstração do Resultado	(39.490.901,95)	(5.200.554,18)	(5.200.554,18)
Ajustes de Exercícios anteriores:			
Ajustes Positivos	0,00	26.814,57	26.814,57
Ajustes Negativos (N.E. 9 e 10.c)	(14.918.295,90)	(35.945.811,53)	(23.155.255,19)
Resultado Líquido após Ajustes Exercícios Anteriores	(54.409.197,85)	(41.119.551,14)	(28.328.994,80)
Prejuízo Acumulado até Exercício Anterior	(98.817.722,53)	(70.488.727,73)	(70.488.727,73)
Prejuízos Acumulados no Exercício	(153.226.920,38)	(111.608.278,87)	(98.817.722,53)

8. Outras informações

(a) Coberturas de Seguros

A Companhia mantém coberturas de seguros por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais riscos sobre seus ativos.

Destaca-se, a seguir, a posição dos seguros mantidos na data de encerramento do exercício social:

Objeto	Modalidade	Valor Segurado
Prédios, equipamentos, móveis e utensílios (contrato 5446-00)	Incêndio	218.554.900,00
Veículos (contrato 5466-00)	Colisão, incêndio e roubo	*335.000,00
Seguro de Vida em Grupo (Apólices Asprocergs)	Morte e invalidez	16.912.891,62

*O valor segurado corresponde aos 18 veículos que compõe a frota da Companhia tendo como base o valor de mercado referenciado pela tabela FIPE (Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas), utilizando-se o fator de ajuste de 110% (cento e dez por cento) sobre o valor de cotação do veículo na data da liquidação do sinistro. (Cláusula 2.3 do contrato).

(b) Provisões para Contingências

(b.1) Contingências Ações Trabalhistas

A Companhia discute questões trabalhistas nas esferas administrativas e judiciais dentro do curso normal de seus negócios. Uma provisão para desembolsos futuros foi constituída a partir da análise da Administração, em conjunto com a Coordenação Jurídica e Assessoria de Compliance. Para o exercício de 2019, a gestão da Companhia, no intuito de identificar e mitigar o legado de passivos trabalhistas, constituiu uma Comissão Interna, que, conjuntamente com a assessoria jurídica externa, desenvolveu ferramentas de cálculo, controle e gestão destes passivos. Tal aprimoramento nos processos internos, subsidiaria a tomada de decisões, possibilitando a previsibilidade de desembolso, acordos entre as partes, entre outras ações. O valor provisionado nessa rubrica contempla as estimativas sobre contingências que possam resultar em perdas prováveis para a Companhia, conhecidas até 31/12/2019, não significa necessariamente, que foram obrigações constituídas neste exercício, pois todos os valores estimados devem ser revistos a cada encerramento de exercício, como determina a Norma Contábil.

A análise foi feita em dados reais das 593 ações trabalhistas existentes contra a Companhia, até 31/12/2019 totalizando um valor de R\$ 465.943.453,46 de ações movidas por empregados, ex-empregados e terceiros. Após a análise jurídica, os valores foram segregados em "Prováveis" e "Remotos". Os valores considerados "Prováveis" somaram R\$77.589.475,87 que foram reconhecidos na sua totalidade neste exercício, os "Possíveis" R\$357.145.433,09 que estão divulgados nesta nota explicativa e "Remotos" que não há obrigação legal de se mencionar em nota, conforme determina a Norma Contábil - NBC TG 25 (R2) – "Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes" no reconhecimento da provisão, que destaca:

"(a) a entidade tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de evento passado; (b) seja provável que faça-se necessária uma saída de recursos que incorporem benefícios econômicos para liquidar a obrigação; (c) possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação. Se essas condições não forem satisfeitas, nenhuma provisão deve ser reconhecida."

Observa-se que houve um aumento significativo no valor total de ações entre o exercício de 2018 e 2019, principalmente nas ações classificadas como "Possíveis". Importante salientar que dentre as ações classificadas como "Possíveis" está uma única ação interposta pelo SIND

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 (Valores expressos em Reais)

redução de carga horária, incorporação de função gratificada, reconhecimento de acidente de trabalho, incorporação de horas extras, manutenção de plano de saúde para aposentado por invalidez, inclusão de dependente incapaz em plano de saúde. Quadro da classificação das ações quanto a Prováveis, Possíveis e Remotas:

Possibilidades	2019	2018
Prováveis	77.589.475,87	64.857.294,66
Possíveis	357.145.433,09	6.285.934,44
Remotas	31.208.544,50	1.849.977,67
Total	465.943.453,46	72.993.206,77

Ações	Saldo Exercício Anterior	Baixas	Lançamento (DRE)	Saldo Provisão	Curto Prazo	Longo Prazo
Trabalhista	64.857.294,66	(20.671.753,02)	33.403.934,23	77.589.475,87	30.000.000,00	47.589.475,87

(b.2) Contingências Ação Cível

Valor provisão contingência cível, processo nº 001/1.17.0070167-4, que tramita na 17ª vara cível do Foro Central, conforme abaixo:

Ações	Saldo Exercício Anterior	Baixas	Lançamento (DRE)	Ajuste Provisão	Saldo Provisão (Longo Prazo)
Cíveis	36.868,07	0,00	2.692,87	0,00	39.560,94

(c) Plano Complementar de Pecúlio

A Companhia, na qualidade de mantenedora, contribui anualmente com um percentual sobre a folha de pagamento, suficiente para, em conjunto com a contribuição dos beneficiários, assegurar a cobertura do plano de custeio de pecúlio.

9. Ajustes de Exercícios Anteriores

Foram registrados em Lucros ou Prejuízos Acumulados, no Patrimônio Líquido, os ajustes em que se consideraram como incorreções de períodos anteriores, conforme a NBC TG 23. Para os ajustes "Depósitos Restituíveis/Judiciais", foi procedida a reapresentação das Demonstrações Contábeis, por sua relevância no aspecto econômico da Companhia, demonstradas a seguir na Nota 10.

AJUSTES NEGATIVOS:		
• Cancelamento faturas de clientes emissão exercícios anteriores.		(1.945.562,95)
• Ajuste Conta 12211101 "Depósitos em Juízo" referente a valores que já haviam sido liberados ao reclamante em exercícios anteriores, não considerado no ajuste da provisão em cada exercício, a saber: - Alé o exercício de 2017 - Exercício de 2018	(4.691.926,05) (8.098.630,29)	
• Despesa contrato 4417 IBM Brasil-Indústria, Máquinas e Serviços Ltda., referente a dezembro/2018.	(182.176,61)	
TOTAL	(14.918.295,90)	

10. Reapresentação das Demonstrações Contábeis Exercício Anterior

Para atender a NBC TG 23 que trata das "Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas, e Retificação de Erros" e para possibilitar a comparabilidade, a Companhia entendeu que os valores referentes aos Depósitos Judiciais não baixados em exercícios anteriores deveriam ser devidamente revistos e, reapresentar os saldos ajustados de 2018, juntamente com as demonstrações de 2019, através de coluna específica para este fim, a qual denominou-se como **01/01/2019**.

Abaixo, descrevemos as alterações, que foram necessárias nas demonstrações contábeis do exercício de 2018, na conta 12211101 "Depósitos Judiciais", a fim de ajustarmos o saldo contábil, comparando o mesmo com os valores existentes/pendentes junto a Caixa Econômica Federal que centraliza todos os depósitos judiciais feitos pela Companhia.

a) Balanço Patrimonial – ATIVO NÃO CIRCULANTE

A alteração ocorreu na conta "Depósitos Restituíveis/Judiciais" onde existia um saldo de R\$31.057.179,13, e com os devidos ajustes feitos dos depósitos judiciais que já haviam sido liberados aos reclamantes, ocasionou uma baixa no valor de R\$12.790.556,34, ficando um saldo ajustado de R\$18.266.622,79.

Exercícios	Ativo Não Circulante Depósitos Restituíveis/Judiciais		
	2018	Ajustes	Saldo em 01/01/2019
Depósitos Restituíveis/Judiciais	31.057.179,13	(12.790.556,34)	18.266.622,79
Total Ativo Não Circulante	98.512.491,16	(12.790.556,34)	85.721.934,82
Total do Ativo	199.851.235,44	(12.790.556,34)	187.060.679,10

b)Balanço Patrimonial – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A alteração no PATRIMÔNIO LÍQUIDO ocorreu na conta de "Prejuízos Acumulados", que em 01/01/2019 recebeu o valor de R\$12.790.556,34, registrado como "Ajustes Negativos de Exercícios Anteriores", referente aos valores liberados aos reclamantes de depósitos judiciais feitos pela Companhia, sensibilizando seu saldo acumulado final, que ficou em R\$111.608.278,87:

JOSÉ ANTÔNIO COSTA LEAL DIRETOR-PRESIDENTE CPF 849.483.377-49	KAREN MARIA GROSS LOPES DIRETORA TÉCNICA CPF 533.611.990-34	PAULO CESAR VERARDI DIRETOR ADMINISTRATIVO-FINANCEIRO CPF 381.857.330-15	JOSUÉ DE SOUZA BARBOSA DIRETOR DE NEGÓCIOS E DE RELACIONAMENTO COM CLIENTES CPF 290.548.260-53	ANDRÉA ALVES RIBEIRO CONTADORA CRC-RS 76.011 CPF 658.564.810-20
--	--	---	--	--

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos
Diretores e aos Acionistas da
PROCERGS – CENTRO DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL S.A.
Porto Alegre -RS

Opinião
Examinamos as demonstrações contábeis da **PROCERGS – CENTRO DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL S.A.**, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **PROCERGS – CENTRO DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL S.A.** em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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 "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis". Somos independentes em relação à Companhia, 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.

Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional

Chamamos a atenção para a Nota 11 às Demonstrações Contábeis, que divulga que a Companhia apresentou Patrimônio Líquido negativo no valor de R\$ 37.899.768,86 justificado pelos Prejuízos Acumulados em suas operações, no montante de R\$153.226.920,38 e apresentou também, excesso de passivos sobre os ativos circulantes no valor de R\$32.807.257,47 no encerramento do exercício. A Companhia tem buscado seu o equilíbrio financeiro, de forma que no primeiro bimestre de 2020, liquidou parte da dívida de curto prazo e renegociou prazos com seus fornecedores. Também, projeta para os próximos exercícios significativa melhora dos resultados operacionais futuros, com o crescimento da receita com novos produtos e novos serviços, já a partir do exercício de 2020. Somando-se a isso, uma política austera de gestão dos custos operacionais e movimentações estruturais visando a redução do custo com pessoal e renovação de seu quadro de colaboradores, como demonstrado na peça orçamentária. Nossa opinião não está ressalvada em função deste assunto.

Ênfase – Reapresentação das Demonstrações Contábeis

Chamamos a atenção para a nota explicativa nº 9 - Ajustes de Exercícios Anteriores às demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2018, que foram alteradas e estão sendo reapresentadas para refletir a adequação das contas. A Administração da empresa procedeu com o ajuste da regularização de valores em Lucros ou Prejuízos Acumulados, no Patrimônio Líquido, os ajustes em que se consideraram como incorreções de períodos anteriores, conforme a NBCTG 23. Para os ajustes "Depósitos Restituíveis/Judiciais", foi procedida a reapresentação das Demonstrações Contábeis, por sua relevância no aspecto econômico da Companhia. A regularização refletiu um ajuste no montante de R\$ 14.918.295,90, equivalente aos valores de Cancelamento faturas de clientes emissão exercícios anteriores R\$ 1.945.562,95, Ajuste Conta 12211101 "Depósitos em Juízo" referente a valores que já haviam sido liberados ao reclamante em exercícios anteriores, não considerado no ajuste da provisão em cada exercício; Alé o exercício de 2017 - R\$ 4.691.926,05, exercício de 2018 - R\$ 8.098.630,29 e despesa contrato 4417 IBM Brasil-Indústria, Máquinas e Serviços Ltda., referente a dezembro de 2018 - R\$ 182.176,61. Nossa opinião não contém modificação em relação a esse assunto.

Outros assuntos

As demonstrações contábeis encerradas em 31 de dezembro de 2018, apresentadas para fins de comparação, foram por nós auditadas e emitimos relatório em 08 de fevereiro de 2019 com modificação na opinião quanto a apresentação dos saldos iniciais.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor

A administração da companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com o nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Cumprindo determinações legais, Lei n.º 6.404, de 15/12/1976, art. 163, itens II e VII, estatutárias, Estatuto Social, art. 42º, tendo acompanhado, através da análise econômica, financeira e fiscal, apresentada mensalmente pela Divisão Contábil Financeira, bem como examinado o Balanço Patrimonial, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Resultado, a Demonstração dos Fluxos de Caixa, as Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis e com base no exame realizado e no Relatório sem ressalvas dos Auditores Independentes da Empresa Russell Bedford Brasil Auditores S/S, entendemos que as Demonstrações Contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da PROCERGS - em 31 de dezembro de 2019. O Conselho Fiscal entende que os documentos estão aptos à apreciação pela Assembleia Geral Ordinária.

Porto Alegre, 23 de março de 2020.

Eugênio Carlos dos Santos Ribeiro
Conselheiro Fiscal

Gerson Luis Cutruneo
Conselheiro Fiscal

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a 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, anão 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 são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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.

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, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da companhia.

- 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 e, com base nas evidências de auditoria obtidas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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.

São Paulo, 23 de março de 2020.



Russell Bedford
taking you further

ROGER MACIEL DE OLIVEIRA: 90238435091

RUSSELL BEDFORD BRASIL
AUDITORES INDEPENDENTES S/S
2 CRC RS 5.460/O-0 "T"SP

Assinado de forma digital por ROGER MACIELDE OLIVEIRA:90238435091
DN: c=BR, o=ICP-Brasil, ou=Autoridade Certificadora Raiz Brasileira v2, ou=AC SOLUTI, ou=AC SOLUTI Multipla, ou=0315120000133, ou=Certificado PF A3, cn=ROGER MACIEL DE OLIVEIRA:90238435091
Dados: 2020.03.25 10:24:53-03'00"

Roger Maciel de Oliveira
Contador 1 CRC RS 71.505/O-3 "T"SP
Sócio ResponsávelTécnico



Nome do arquivo: Materia_5e44e330-b19a-4c97-b703-954fe9ecaeac.pdf

Autenticidade: Documento Íntegro



DOCUMENTO ASSINADO POR

DATA

CPF/CNPJ

VERIFICADOR

PROCERGS CIA DE PROCESSAMENTO DE DADOS DO ESTADO
Responsável: JOSE ANTONIO COSTA LEAL

01/04/2020 08:56:55 GMT-03:00

87124582000104
84948337749

Assinatura válida

Documento eletrônico assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2/2001 de 24/08/2001, que institui a infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



Russell Bedford

taking you further

PROCERGS – CENTRO DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL S.A.

Relatório do auditor independente sobre as
demonstrações contábeis

**Referente ao exercício findo em 31 de dezembro
de 2019**



Aponte a câmera de seu celular para a imagem acima e preencha nossa pesquisa de satisfação. Caso não compatível, obtenha um leitor de *QR Code* para acessar o conteúdo da imagem.



Russell Bedford

taking you further

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBIES

Aos

Diretores e aos Acionistas da

**PROCERGS – CENTRO DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E
COMUNICAÇÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL S.A.**

Porto Alegre - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da **PROCERGS – CENTRO DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL S.A.**, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **PROCERGS – CENTRO DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E COMUNICAÇÃO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL S.A.** em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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 “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis”. Somos independentes em relação à Companhia, 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.



Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional

Chamamos a atenção para a Nota 11 às Demonstrações Contábeis, que divulga que a Companhia apresentou Patrimônio Líquido negativo no valor de R\$37.899.768,86 justificado pelos Prejuízos Acumulados em suas operações, no montante de R\$153.226.920,38 e apresentou também, excesso de passivos sobre os ativos circulantes no valor de R\$32.807.257,47 no encerramento do exercício.

A Companhia tem buscado seu equilíbrio financeiro, de forma que no primeiro bimestre de 2020, liquidou parte da dívida de curto prazo e renegociou prazos com seus fornecedores. Também, projeta para os próximos exercícios significativa melhora dos resultados operacionais futuros, com o crescimento da receita com novos produtos e novos serviços, já a partir do exercício de 2020. Somando-se a isso, uma política austera de gestão dos custos operacionais e movimentações estruturais visando a redução do custo com pessoal e renovação de seu quadro de colaboradores, como demonstrado na peça orçamentária. Nossa opinião não está ressaltada em função deste assunto.

Ênfase – Reapresentação das Demonstrações Contábeis

Chamamos a atenção para a nota explicativa nº 9 - Ajustes de Exercícios Anteriores às demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2018, que foram alteradas e estão sendo reapresentadas para refletir a adequação das contas. A Administração da empresa procedeu com o ajuste da regularização de valores em Lucros ou Prejuízos Acumulados, no Patrimônio Líquido, os ajustes em que se consideraram como incorreções de períodos anteriores, conforme a NBC TG 23. Para os ajustes “Depósitos Restituíveis/Judiciais”, foi procedida a reapresentação das Demonstrações Contábeis, por sua relevância no aspecto econômico da Companhia. A regularização refletiu um ajuste no montante de R\$ 14.918.295,90, equivalente aos valores de Cancelamento faturas de clientes emissão exercícios anteriores R\$ 1.945.562,95, Ajuste Conta 12211101 “Depósitos em Juízo” referente a valores que já haviam sido liberados ao reclamante em exercícios anteriores, não considerado no ajuste da provisão em cada exercício; Até o exercício de 2017 - R\$ 4.691.926,05, exercício de 2018 - R\$ 8.098.630,29 e despesa contrato 4417 IBM Brasil-Indústria, Máquinas e Serviços Ltda., referente a dezembro de 2018 - R\$ 182.176,61. Nossa opinião não contém modificação em relação a esse assunto.

Outros assuntos

As demonstrações contábeis encerradas em 31 de dezembro de 2018, apresentadas para fins de comparação, foram por nós auditadas e emitimos relatório em 08 de fevereiro de 2019 com modificação na opinião quanto a apresentação dos saldos iniciais.



Russell Bedford

taking you further

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor

A administração da companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com o nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a 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, 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 são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.



Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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.

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, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da companhia.
- 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 e, com base nas evidências de auditoria obtidas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



Russell Bedford

taking you further

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.

São Paulo, 23 de março de 2020.

RUSSELL BEDFORD BRASIL
AUDITORES INDEPENDENTES S/S
2 CRC RS 5.460/O-0 "T" SP

Roger Maciel de Oliveira
Contador 1 CRC RS 71.505/O-3 "T" SP
Sócio Responsável Técnico

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Cumprindo determinações legais, Lei n.º 6.404, de 15/12/1976, art. 163, itens II e VII, estatutárias, Estatuto Social, art. 42º, tendo acompanhado, através da análise econômica, financeira e fiscal, apresentada mensalmente pela Divisão Contábil Financeira, bem como examinado o Balanço Patrimonial, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Resultado, a Demonstração dos Fluxos de Caixa, as Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis e com base no exame realizado e no Relatório sem ressalvas dos Auditores Independentes da Empresa Russell Bedford Brasil Auditores S/S, entendemos que as Demonstrações Contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da PROCERGS - em 31 de dezembro de 2019. O Conselho Fiscal entende que os documentos estão aptos à apreciação pela Assembleia Geral Ordinária.

Porto Alegre, 23 de março de 2020.

Eugênio Carlos dos Santos Ribeiro
Conselheiro Fiscal

Gerson Luís Cutruneo
Conselheiro Fiscal

PROCERGS – Centro de Tecnologia da Informação e Comunicação do Estado do
Rio Grande do Sul S.A.
C.N.P.J. 87.124.582/0001-04
NIRE 43300020100

ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO FISCAL N.º 2020/03

No vigésimo terceiro dia do mês de março do ano de dois mil e vinte, às 10:00 horas, excepcionalmente de forma Remota via Web, reuniu-se o Conselho Fiscal, com a presença dos conselheiros firmados abaixo, a fim de apreciar a seguinte pauta: **1) Apresentação do Encerramento do Exercício de 2019, das Demonstrações Contábeis, Balanço Patrimonial e Notas Explicativas. 2) Assuntos Gerais. DELIBERAÇÕES:** A reunião foi aberta pelo Srs. Paulo Cesar Verardi, Diretor Administrativo-financeiro e Paulo Roberto Zborowsky, gerente da Divisão de Gestão Contábil-Financeira e Orçamentária (DCF) que saudaram os conselheiros presentes. Em seguida a agenda de trabalho foi apresentada. **1.1)** A Sra. Andréa Alves Ribeiro, contadora da Empresa, apresentou as Demonstrações Contábeis e o Encerramento do Exercício de 2019 que apurou um Prejuízo Contábil de R\$39.490.901,95 (Trinta e nove milhões, quatrocentos e noventa mil, novecentos e um reais e noventa e cinco centavos). **1.2)** Sobre o resultado do Exercício, foi explanado aos conselheiros, que dentre os valores que compuseram este resultado, o de maior expressão é o valor do passivo trabalhista. **1.3)** Após análise dos valores do passivo trabalhista, tanto os lançados à provisão, quanto os valores do passivo trabalhista total, os conselheiros questionaram os motivos do aumento significativo do passivo trabalhista em relação ao demonstrado no exercício anterior. Foi esclarecido que, os principais motivos da diferença, além do recálculo de todas as ações pré-existentes, está o processo ajuizado pelo SINDPPD/RS, que reivindica o adicional de periculosidade, para os funcionários da sede da PROCERGS, em decorrência da existência de tanques de combustíveis que alimentam os geradores da Companhia. Em 2018, este processo estava classificado pela assessoria jurídica como “Remoto” e em 2019 o mesmo processo foi reclassificado para “Possível”, ou seja, que há a obrigação de divulgação em notas explicativas. Em 2019 o valor estimado desta ação, foi de R\$342.950.059,86, já em 2018, pela falta de estrutura e a não obrigatoriedade de divulgação, por se tratar de ação classificada como Remota, naquele exercício, a Companhia não promoveu o cálculo do montante da ação para fins de provisão contábil. Assim, o quadro de 2018 apresentava um valor muito inferior, pois não constava tal processo. **1.3)** Os conselheiros solicitaram, então, que o texto sobre as contingências trabalhistas fosse complementado nas notas explicativas às demonstrações contábeis, para dar maior transparência ao assunto e pela relevância dos valores envolvidos, o que foi prontamente acatado. **1.4)** Outros questionamentos foram feitos e acatados, entre eles a certificação das correções dos depósitos judiciais, também para constar nas notas explicativas. **1.5)** A seguir, a Sra. Rosângela Peixoto, representante da auditoria independente, empresa Russel Bedford Brasil Auditores S/S deu algumas explicações sobre o Relatório da Auditoria Independente, com a opinião sobre as Demonstrações Contábeis de

2019. Sobre o relatório, a mesma explicou que não haviam ressalvas, que o relatório dava ênfase as notas dos ajustes e o resultado contábil negativo do exercício. **1.6)** Após o exame das referidas Demonstrações e do Parecer da Auditoria Independente, foi emitido o seguinte parecer, que foi assinado por todos os conselheiros presentes: *“Cumprindo determinações legais, Lei n.º 6.404, de 15/12/1976, art. 163, itens II e VII, estatutárias, Estatuto Social, art. 42º, tendo acompanhado, através da análise econômica, financeira e fiscal, apresentada mensalmente pela Divisão Contábil Financeira, bem como examinado o Balanço Patrimonial, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Resultado, a Demonstração dos Fluxos de Caixa, as Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis e com base no exame realizado e no Relatório sem ressalvas dos Auditores Independentes da Empresa Russell Bedford Brasil Auditores S/S, entendemos que as Demonstrações Contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da PROCERGS - em 31 de dezembro de 2019. O Conselho Fiscal entende que os documentos estão aptos à apreciação pela Assembleia Geral Ordinária.”* **2) Assuntos Gerais:** Nada foi tratado, sendo lavrada a presente ata que, após lida e conferida, foi considerada aprovada, por unanimidade, sendo assinada pelos conselheiros presentes.

Eugenio Carlos dos Santos Ribeiro
Conselheiro Fiscal

Gerson Luís Cutruneo
Conselheiro Fiscal



CONSELHO REGIONAL DE CONTABILIDADE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL CERTIDÃO DE REGULARIDADE PROFISSIONAL

O CONSELHO REGIONAL DE CONTABILIDADE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL certifica que o(a) profissional identificado(a) no presente documento encontra-se em situação regular.

IDENTIFICAÇÃO DO REGISTRO

NOME.....	: ANDREA ALVES RIBEIRO
REGISTRO.....	: RS-076011/O-6
CATEGORIA.....	: CONTADOR
CPF.....	: 658.564.810-20

A presente CERTIDÃO não quita nem invalida quaisquer débitos ou infrações que posteriormente, venham a ser apurados pelo CRCRS contra o referido registro.

A falsificação deste documento constitui-se em crime previsto no Código Penal Brasileiro, sujeitando o autor à respectiva ação penal.

Emissão: RIO GRANDE DO SUL, 03/04/2020 as 12:41:50.

Válido até: 02/07/2020.

Código de Controle: 938298.

Para verificar a autenticidade deste documento consulte o site do CRCRS.