

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



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro 2018

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

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017.

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	
Relatório de Administração	03
Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	
Balanços Patrimoniais Individuais e Consolidados	29
Demonstração dos Resultados Individuais e Consolidados	30
Demonstração dos Resultados Abrangentes Individuais e Consolidados	30
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Individuais e Consolidados	31
Demonstração dos Fluxos de Caixa Individuais e Consolidados	32
Demonstração dos Valores Adicionados Individuais e Consolidados	33
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	34
Relatório do Auditor Independente sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	103
Declaração dos Diretores da Companhia sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	108
Declaração dos Diretores da Companhia sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas	109
Parecer Conselho Fiscal	110
Manifestação do Conselho de Administração	111

Senhoras e Senhores Acionistas

A Administração da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório da Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1. Mensagem da Administração

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

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

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

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

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

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

2. Perfil da Empresa CEEE-GT

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

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

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

2.1. Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2018 está demonstrada na tabela 01.

Tabela 01

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

Notas:

1 - Data base: 31/12/2018

2 - 555 Acionistas

2.1.1. Comportamento do preço das ações

De janeiro a dezembro de 2018, as ações ordinárias nominativas (ON) da Companhia foram negociadas em 33 dos 226 pregões do ano e as ações preferenciais nominativas (PN) em 21 dos 163 pregões do ano, no mercado à vista da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa).

As ações ON e PN, respectivamente, fecharam o período cotadas a R\$ 210 (duzentos e dez reais) e R\$ 222,50 (duzentos e vinte e dois reais e cinquenta centavos) o preço unitário, sendo negociadas por lotes de mil unidades.

As informações acima podem ser encontradas no “Resumo Mensal de Negociação” de dezembro de 2018, disponível no site da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa).

2.1.2. Atendimento a acionistas

Coerente com a filosofia de postar-se diante do mercado como uma empresa transparente, moderna e aberta, a Companhia coloca à disposição dos seus acionistas a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, instalada na sua sede, sito av. Joaquim Porto Villanova, nº 201, prédio A1, sala 620, bairro Jardim Carvalho, na cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande de Sul, CEP 91-410-400.

A Companhia possui contrato de prestação de serviços de Escrituração de Ações com a Itaú Corretora, que possui canal exclusivo para atendimento aos acionistas conforme abaixo:

+55 11 3003-9285 (capitais e regiões metropolitanas)

0800 7209285 (demais localidades)

Em dias úteis das 9h às 18h.

Informações societárias estão disponíveis no site <http://ri.ceee.com.br>. Em caso de dúvidas ainda é disponibilizado o e-mail ri@ceee.com.br como contato, além de atendimento via telefone pelo número +55 51 3382-5715, em dias úteis das 9h às 17h.

2.1.3. Relações com o mercado

Em 2018, a Companhia realizou a Reunião Pública Anual com Investidores e Analistas do Mercado no dia 21/12/2018, a apresentação está disponível para *download* no site da CVM, B3 e de RI da Companhia.

2.2. Reconhecimentos

2.2.1. ESARH – Categoria Gestão de Pessoas

O Grupo CEEE conquistou, no Encontro Sul-americano de Recursos Humanos, realizado em Gramado (entre 14 e 16 de maio de 2018), o troféu na categoria Gestão de Pessoas. A Empresa ganhou destaque com o case “Capacitação de Instrutores Internos Convex”. O objetivo da iniciativa é reconhecer e incentivar as melhores práticas de Gestão de Pessoas e Responsabilidade Socioambiental. O diretor Administrativo, Giovanni Francisco da Silva, representou o Grupo CEEE.

2.2.2. Prêmio Parceria Pela Vida

O grande destaque do prêmio Parceria Pela Vida, promovido pela Leal Equipamentos de Segurança, no ano de 2018 foi o Grupo CEEE. Projetos da empresa foram vencedores em três das quatro categorias do reconhecimento. Técnicos da Companhia receberam a distinção nas categorias “Case Concessionária”, “Foto e frase” e “Empresa Mais Engajada”. O prêmio busca disseminar a saúde e segurança do trabalho nas concessionárias do setor elétrico e operadoras de telefonia do Sul e Sudeste e de suas contratadas.

2.2.3. 500 Maiores do Sul

No Prêmio Grandes & Líderes – 500 Maiores do Sul, edição 2018, o Grupo CEEE foi reconhecido pela Revista Amanhã como a 10ª maior empresa do Estado e a 29ª maior da região Sul. A Revista faz anualmente um ranking baseado em dados coletados no balanço financeiro das corporações. No ano anterior, a Companhia ocupava a 8ª colocação no Estado e a 12ª na região. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC.

3. Gestão e Governança Corporativa

3.1. Governança Corporativa

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

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

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

3.2. Ética

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

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

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

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

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

3.3. Modernização tecnológica

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

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

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

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

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

3.4. Acordo de Resultados

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

- a) Indicadores de Desempenho;
- b) Projetos Prioritários para o ano de 2017;
- c) Compromissos de Gestão.

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

Cabe destacar a conclusão de 08 (oito) obras no período, sendo 03 (três) de transmissão e 05 (cinco) de geração, o que contribuiu para o desempenho positivo da totalidade dos indicadores técnicos e econômico-financeiro (tabela 02), mantendo esta tendência para o próximo ano.

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

Tabela 02

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

* O fechamento do ebitda regulatório do exercício de 2018 ocorrerá em 30/04/2019.

3.5. Participação no Mercado de Energia Elétrica

O quadro 01 apresenta as Participações Societárias da CEEE-GT em Empreendimentos de Geração.

Quadro 01

Empreendimentos	Participação CEEE
UHE Machadinho (1)	5,53%
UHE Dona Francisca (1) (2)	10,00%
UHE Campos Novos (3)	6,51%
UHE Furnas do Segredo (3)	10,50%
UHE Monte Claro (3) (4)	30,00%
UHE Castro Alves (3) (4)	30,00%
UHE 14 de Julho (3) (4)	30,00%
UHE Foz do Chapecó (3)	9,00%
UTE Piratini (3)	0,08%
EOL Palmares (3)	10,00%
EOL Ventos da Lagoa (3)	10,00%
EOL Ventos do Litoral (3)	10,00%
EOL Ventos do Sul S/A (3)	10,00%
EOL Ventos dos Índios Energia S/A (3)	10,00%

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

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

- (3) A CEEE-GT não recebe energia, apenas dividendos destes empreendimentos.
- (4) Usina integrante do Projeto CERAN (Companhia Rio das Antas).

4. Desempenho Operacional

4.1. Setor de Energia Elétrica no Brasil

O setor elétrico brasileiro está estruturado para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento, e também a modicidade tarifária e de preços.

Após 2004, o setor elétrico adotou um novo modelo que estabeleceu a possibilidade de financiamento através de recursos públicos e privados; empresas divididas por atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação; convivência entre Empresas Estatais e Privadas; competição na geração e comercialização, considerando o número de players no segmento, além de que o produto, energia elétrica, pode ser tratado como uma *commodity*; *manutenção* dos setores transmissão e distribuição como monopólios naturais, pois sua estrutura física não possibilita a competição entre agentes em uma mesma área de concessão, fazendo-se necessário uma forte regulação nos segmentos; existência de consumidores Livres e Cativos, garantindo a convivência entre Mercados Livre e Regulado.

No âmbito da Geração, segundo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em dado divulgado ainda sem o fechamento de dezembro/18, a capacidade instalada de geração de energia elétrica ultrapassou os 6.120 MW em 2018. No âmbito da transmissão, até novembro de 2018, a expansão totalizou 3.436 km de linhas e 12.505 MVA de transformação.

No segmento de Distribuição, de acordo com os dados informados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE – o ano de 2018 fechou com crescimento de 1,1% no consumo de energia elétrica nacional em relação ao ano de 2017. O montante de energia distribuída em 2018 chegou a 472 TWh contra 467 TWh verificado no ano anterior. Nesse período, o consumo cativo apresentou queda de 1,3% e a migração de consumidores favoreceu o aumento do consumo livre, que finalizou o ano com avanço de 6,3%.

Ainda de acordo com a EPE o consumo residencial de energia elétrica apresentou crescimento de 1,2% em 2018, atribuído principalmente à lenta recuperação do mercado de trabalho. Nesse período, o consumo médio nas residências do país manteve-se estável em torno de 158 kWh/mês, praticamente sem variação em relação ao ano anterior (-0,2%).

O consumo industrial demonstrou crescimento de 1,3% em 2018 frente a 2017, sendo que o ramo automotivo foi o maior destaque no ano, mostrando desempenho de +5,4% no consumo de energia elétrica. O comportamento do comércio durante o ano de 2018 refletiu num fraco crescimento do consumo de energia elétrica da classe comercial, resultando em um acréscimo de 0,6% comparado ao desempenho apresentado no ano passado.

Dentre os destaques do Setor Elétrico Nacional em 2018 está o crescimento da micro e mini geração distribuída. Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Em 2018, a modernização do instrumento normativo da ANEEL foi discutida através da Consulta Pública nº 010/2018. A Consulta Pública – CP nº 010/2018 recebeu 1.511 contribuições de 136 interessados, sendo 914 contribuições encaminhadas por 78 agentes pelo endereço eletrônico disponibilizado na CP e 597 sugestões recebidas de 58 interessados pelo formulário eletrônico, evidenciando a relevância do tema para o futuro do Setor Elétrico, em especial, para o segmento de Distribuição.

4.2. Mercado de Geração e Transmissão de Energia

A CEEE-GT possui 15 usinas hidrelétricas, com potência própria instalada de 909,9 MW. Outros 357,37 MW são oriundos de participação em projetos realizados em parcerias público/privada, somando potência total de geração de 1.267,27MW. Este valor representa hoje cerca de 13% da potência total instalada no Rio Grande do Sul. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN) e os clientes da Área de Geração são Distribuidoras, Geradores e Comercializadores. A tabela 03 demonstra o Parque Gerador da CEEE-GT e suas características físicas.

Tabela 03

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

*Usina com registro. Sem data de vencimento

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 destes empreendimentos, totalizando 225 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de Garantia Física e Potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção destas usinas.

Quadro 02

Modelo de Negócio e Condições no ACR			
Usina	Modelo de Negócio em 31 de dez/2018 (energia)	Preço no ACR em 31/DEZ/2018	Data e índice de reajuste no ACR
UHE Governador Leonel de Moura Brizola	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 48.716.137,61	IPCA em 1º/jul
UHE Passo Real	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 42.752.249,87	IPCA em 1º/jul
UHE Canastra	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 10.637.642,00	IPCA em 1º/jul

PCH Bugres	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 3.960.482,05	IPCA em 1º/jul
PCH Herval	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 684.604,50	IPCA em 1º/jul
PCH Passo do Inferno	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 777.829,40	IPCA em 1º/jul
UHE Ernestina	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 2.239.279,37	IPCA em 1º/jul
PCH Capigüi	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 2.087.136,57	IPCA em 1º/jul
PCH Forquilha	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 694.654,86	IPCA em 1º/jul
PCH Guarita	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 1.099.071,04	IPCA em 1º/jul
PCH Santa Rosa	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 858.435,65	IPCA em 1º/jul
PCH Ijuizinho	100% ACR/Cotas até o vcto. outorga - Lei 12.783/2013	RAG R\$ 689.666,68	IPCA em 1º/jul
UHEs Itaúba e Dona Francisca, PCHs Toca e Ivaí, Participação Machadinho	100% ACL	Não Aplicável	Não Aplicável

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

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

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

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

4.3. Aspectos Regulatórios

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

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

No segmento de Transmissão destaque para um tema altamente relevante para o setor que é a Revisão Tarifária, inicialmente prevista para ocorrer em julho/2018 tendo sido postergada pela ANEEL para julho/2019 (com efeitos retroativos a julho/2018). Esse é um processo que contempla ampla discussão e análise setorial, especialmente por meio das audiências públicas, abarcando temas como Banco de Preços e Custos Operacionais Eficientes. A Companhia de forma individual e conjuntamente com a ABRATE está interagindo junto ao Regulador sempre na busca da remuneração adequada para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro da relação contratual.

4.3.1. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade de Geração

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

- As Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS (Usinas Tipo I) são reguladas por disponibilidade, devendo manter disponibilidade móvel nos últimos 60 meses igual ou superior a estabelecida pela ANEEL.
- Enquadram-se neste critério na CEEE-GT as UHE's Leonel de Moura Brizola, Itaúba e Passo Real. As três usinas encerraram 2018 atendendo este indicador.
- DGH60: A Disponibilidade Geral Equivalente das Usinas representa o percentual de tempo médio ponderado pela potência de cada máquina disponível para a geração de energia elétrica. O valor do mês de dezembro de 2018, que corresponde à média acumulada nos últimos 5 anos, ficou em 93,97%.
- As PCHs e a UHE Canastra são reguladas por produção de energia. A meta da CEEE-GT é de gerar na média anual 100% da garantia física vigente para cada instalação.

Quadro 03

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

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

4.3.2. Indicadores Operacionais e de Produtividade de Transmissão

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

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

O quadro 04 demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Quadro 04

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

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

O quadro 05 demonstra os valores obtidos nos últimos 4 anos.

Quadro 05

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

4.4. Investimentos

Os investimentos realizados pela CEEE-GT no Parque Gerador e em obras de Subestações e Linhas de Transmissão atendem determinação do contrato de concessão e tem o objetivo de ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Em 2018 o valor total investido foi de R\$ 119,38 milhões. Para 2019 o valor do investimento projetado é de R\$ 183,34 milhões.

4.5. Geração

4.5.1. Expansão e Modernização da Geração

Tendo como objetivo aumentar sua participação no mercado através da renovação e ampliação do parque existente, bem como participações em novos projetos das diversas fontes de energia, em especial as Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Eólicas, através da qual a companhia pretende expandir em cerca de 90 MW a sua capacidade de geração em um horizonte até 2028 anos. Destacadas abaixo, as principais expectativas de realizações no âmbito da expansão da geração:

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

As principais obras de Expansão da Geração que iniciarão ou terão continuidade em 2018 são:

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

Demais projetos:

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

4.5.2. Manutenção e Operação da Geração

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

4.5.3. Modernização de Instalações de Geração

Os principais projetos que prevêem novos investimentos em modernização e automação do parque gerador são:

- **Automações das PCHs Ernestina, Capigüi e Guarita**
 - As automações destas PCH's consistiram na atualização tecnológica de diversos equipamentos, substituindo equipamentos e sistemas convencionais, de tecnologia analógica por equipamentos e sistemas digitais, abrangendo principalmente as funções de controle, comando, medição, proteção e regulação. Os equipamentos substituídos já estavam há algumas décadas desatualizados, e sua substituição por modelos mais eficientes é fundamental para aumentar a vida útil das instalações. A substituição desses equipamentos permitirá que as PCH's (Ernestina, Capigui e Guarita) sejam telecomandadas de forma remota, permitindo então minimizar a mão de obra (local) e a concentrando em um centro de operação centralizado na UHE de Canastra. A contratação previu a atualização nas usinas, entre outros:
 - Sistema Digital de Supervisão e Controle;
 - Sistema de Regulação de Velocidade e de Tensão;
 - Conjunto de Manobra em Media Tensão;
 - Sistema Auxiliar de Baixa Tensão C.A. e C.C.;
 - Válvula de Adução e By-Pass;
 - Sistema de Frenagem;
 - Sistema de Resfriamento de Equipamentos;
 - Sistema de Lubrificação;

- Sistema de Drenagem;
 - Sistema de Vigilância Eletrônica;
 - Valor após 1º TA: 12.146.438,02
- **UHE Passo Real - Reforma G-2**
 - O contrato original, realizado com o Consórcio CONIPAR – Consórcio Itaúba/Passo Real, tinha por objeto a realização de serviços de reabilitação e modernização da unidade geradora 4 da UHE Itaúba, além da unidade 2 da UHE Passo Real. Os serviços na unidade geradora 4 da UHE Itaúba foram concluídos em sua integralidade, em um prazo de 300 dias, em março de 2014. Por razões de operação do Sistema Interligado Nacional, o ONS não autorizou a realização da execução dos serviços na UHE Passo Real logo após a conclusão dos serviços na UHE Itaúba, conforme previsto, o que acarretou o atraso no cronograma da obra, sendo necessário o aditivo contratual.
 - Os serviços contratados para a UHE Passo Real serão realizados, em sua totalidade, com recursos provenientes da Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, sendo que a CEEE-GT será ressarcida deste investimento mediante Receita Anual de Geração, a ser acrescida quando da conclusão da obra.
 - A unidade geradora 2 da UHE Passo Real já encontra-se montada, com comissionamento sendo executado. A previsão de conclusão das atividades e retorno operacional da unidade é estimado para o dia 23/01/2019.
 - **UHE Passo Real – Automação**
 - Os projetos básicos para a automação da Usina e Subestação consistem na atualização tecnológica de diversos equipamentos, prevendo a substituição de equipamentos e sistemas convencionais, de tecnologia analógica por equipamentos e sistemas digitais, abrangendo principalmente as funções de controle, comando, medição, proteção e regulação. Os equipamentos atualmente em operação nas instalações apresentam tecnologias muito defasadas, sendo que a operação da Usina e Subestação é realizada por equipes de operadores locais. Nesse sentido, a automação e modernização das instalações passam pela substituição dos atuais equipamentos por modelos mais eficientes e confiáveis, o que aumentará consideravelmente a vida útil das instalações. A substituição desses equipamentos permitirá que a Usina e Subestação sejam supervisionadas e telecomandadas de forma remota, permitindo então minimizar a mão de obra (local) e a concentrando em um centro de operação centralizado na UHE Itaúba.
 - Todos os painéis de serviços auxiliares e SDSC já foram entregues na usina. Os painéis CAO, CAM, QSI, QDE e equipamentos do vertedouro sendo concluídas as instalações e aguardando comissionamento. Concluída lançamento da fibra ótica entre usina e vertedouro. As atividades relacionadas a unidade geradora 02 da UHE Passo Real já foram executadas, sendo executado no momento os ensaios e testes de comissionamento. A previsão de conclusão das atividades e retorno operacional da unidade é estimado para o dia 23/01.
 - Foi solicitada a extensão do prazo do contrato de 26/01/2019 para 01/03/2019, para permitir a conclusão da análise da proposta de aditivo apresentada pela Voith para a conclusão das atividades de automação da unidade geradora 01 e subestação.
 - **UHE Itaúba – Recuperação G-2**
 - O contrato emergencial de recuperação da unidade 02 da UHE Itaúba teve como objetivo a recuperação operacional da unidade após sinistro ocorrido em 07/05/2018, e também a recuperação dos componentes da comporta de serviço, portas estanques, junta de expansão do conduto forçado e turbina. A autorização do início dos serviços ocorreu em 13 de junho de 2018, contemplando um prazo máximo de execução de 240 dias.
 - A previsão de conclusão da montagem da máquina é de 19/01, com ensaios e testes de comissionamento sendo executados a partir do dia 21/01. A previsão de retorno operacional da unidade é estimado para o dia 08/02/2019.
 - Valor do contrato: R\$ 20.470.000,00

- **UHE Canastra – Recuperação De Trecho Da Adutora**

- Esta obra se fez necessária para o reforço da adutora no trecho onde foi identificada torção na tubulação e deslocamento do bloco de ancoragem denominado BA-12. O projeto previu o macaqueamento do bloco para recolocá-lo na posição original, troca e consertos nas juntas de dilatação deste trecho (JD-10, 11 e 12) e construção de bloco de ancoragem que engloba o bloco original, o bloco de reação do macaqueamento e o trecho de adutora danificado, de maneira que a dilatação térmica “obrigue” a junta trabalhar em vez de mover o bloco de ancoragem. Também foi refeita a contenção na lateral da tubulação que estava rompida junto ao BA-12 e a proteção da fundação de bloco entre BA-15 e 16, que esta exposta, além de consertar vazamentos significativos nas juntas de dilatação do trecho BA-12 a BA-10 e recuperar 5 trechos com rasgos na tubulação.
- Andamento das atividades: obras concluídas e pendência apenas na remoção dos resíduos, que deve ocorrer ainda em janeiro/19.
- O prazo previsto de execução era de 120 dias corridos a contar da ordem de início, mas em função da greve dos caminhoneiros, da frequência das chuvas, de uma condição encontrada in loco que divergia do projeto (foi necessária a revisão do projeto) e de alguns outros situações imprevisíveis, foram necessários aditivos tanto de prazo como de valor
- Valor adjudicado: R\$ 1.961.869,70
- Valor com aditivos: R\$ 2.218.261,45

4.6. Transmissão

4.6.1. Expansão da Transmissão

A ação Expansão da Transmissão tem foco na construção e na ampliação de linhas de transmissão e de subestações de energia elétrica.

No quadro 06 temos as principais Obras com suas localizações, com foco na expansão da transmissão da CEEE-GT através das obras de ampliação de Subestações:

Quadro 06

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações e Linhas de Transmissão			
COREDE	Subestação	Especificação	Situação
Vale do Rio dos Sinos	SE Sanremo	Implantação	Em andamento
Central	SE Júlio de Castilhos	Implantação	Em andamento
Serra	SE Garibaldi 1	Ampliação	Em andamento
Hortênsias	SE Usina Canastra	Adequação	Em andamento
Norte	SE Erechim 1	Ampliação	Em andamento
Litoral	SE Osório 2	Adequação	Em andamento
Fronteira Oeste	SE Uruguaiana 5	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	LT 230 kV Gravataí 2 / Gravataí 3	Adequação	Em andamento

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

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

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

TESB: Consórcio formado pela CEEE-GT, PROCABLE e INSIGMA, onde a CEEE - GT possui 92,63% de participação. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT 230 kV Porto Alegre 9 x Porto Alegre 8; LT 230 kV Porto Alegre 9 x Nova Santa Rita; LT 230 kV Campo Bom x Taquara; LT 230 kV Restinga x Viamão 3; LT 230 kV Restinga x Porto Alegre 13; SE Jardim Botânico; SE Viamão 3; SE Restinga; SE Candelária 2. Em novembro de 2014 foi emitida a Resolução Autorizativa nº 4918 para implantação do terceiro Transformador 230/69 kV – 83 MVA na SE Jardim Botânico. O valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC's) aplicado pela CEEE-GT em 2018 foi de R\$ 53,31 milhões.

FOTE: Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$ 222 milhões. Os principais empreendimentos, no Rio Grande do Sul, são: LT 230 kV Santo Ângelo x Maçambará com conclusão prevista para maio de 2019; SE Santa Maria 3 energizada em maio de 2016. O valor de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital aplicados em 2018 pela CEEE-GT, foi de R\$ 12,5 milhões.

4.6.2. *Manutenção e Operação da Transmissão*

Durante o ano de 2018 foram concluídos 20 reforços e 86 melhorias pela área de manutenção no sistema de transmissão. As atividades compreenderam a substituição de equipamentos já superados ou em final de vida útil. Todas as substituições promoverão receita adicional a ser definida pela ANEEL no primeiro semestre de 2019. Os reforços realizados até 30/04/2018 já tiveram sua receita definida pela ANEEL e constam na Resolução Homologatória N° 2.408, de 26 de Junho de 2018. As atividades contidas no escopo da ação envolvem investimentos em obras e serviços no sistema, incluindo subestações, linhas de transmissão e serviços de telecomunicação, visando o atendimento dos parâmetros definidos pelo ONS - Operador Nacional do Sistema e pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

4.6.3. *Modernização de Instalações de Transmissão*

As principais obras com andamento em 2019 que visam a Expansão da Transmissão estão elencadas no quadro 07 abaixo.

Quadro 07

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

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

5. Balanço Social – Indicadores Sociais

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2018 (valor em mil R\$)			Dezembro 2017 (valor em mil R\$)				
Receita líquida (RL)	974.734			996.545				
Resultado operacional (RO)	214.036			342.683				
Folha de pagamento bruta (FPB)	231.394			215.814				
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL		
Plano de Saúde	5.059	2%	1%	4.805	2%	0%		
Saúde e Segurança Ocupacional	184	0%	0%	148	0%	0%		
Serviços Médicos e Laboratoriais	656	0%	0%	1.252	1%	0%		
Vestuário, EPIs e Equipamento de Proteção	547	0%	0%	745	0%	0%		
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	166	0%	0%	168	0%	0%		
Alimentação	19.483	8%	2%	13.229	6%	1%		
Creches ou Auxílio-Creche	1.614	1%	0%	1.485	1%	0%		
Previdência Privada	87.780	38%	9%	84.126	36%	9%		
Encargos Sociais Compulsórios	58.265	25%	6%	52.936	23%	5%		
Participação nos Lucros ou Resultados	19	0%	0%	80	0%	0%		
Vale Transporte - Excedente	197	0%	0%	174	0%	0%		
Outros Benefícios	-	0%	0%	-	0%	0%		
Total - Indicadores sociais internos	173.970	80%	17%	159.148	73%	16%		
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL		
Educação	3.454	-2%	0%	1.897	-1%	0%		
Cultura	111	0%	0%	74	0%	0%		
Total das contribuições para a sociedade	3.565	2%	0%	1.971	1%	0%		
Tributos (excluídos encargos sociais)	114.099	53%	12%	92.489	43%	9%		
Total - Indicadores sociais externos	117.664	55%	12%	94.460	44%	10%		
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL		
Meio Ambiente	249	0%	0%	872	0%	0%		
Poda e Desmatamento	6.056	3%	1%	4.788	2%	0%		
Gestão de Resíduos	-	0%	0%	-	0%	0%		
Outros	114	0%	0%	73	0%	0%		
Total dos investimentos em meio ambiente	6.419	3%	1%	5.733	3%	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	2018			2017				
Nº de empregados(as) ao final do período*	1.091			1.128				
Nº de admissões durante o período	0			0				
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	511			762				
Nº de estagiários(as)	60			55				
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	412			405				
Nº de mulheres que trabalham na empresa	157			166				
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	19,70%			24,10%				
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	45			130				
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	0,00%			6,02%				
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	17			19				
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2018:			Em 2017:				
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	18,6			13,01				
Número total de acidentes de trabalho**	10			5				
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)		
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) + Cipa		
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT	<input type="checkbox"/> incentivar e seguirá a OIT	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input checked="" type="checkbox"/> seguirá as normas da OIT	<input type="checkbox"/> incentivar e seguirá a OIT		
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)		
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)	<input type="checkbox"/> direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos(as) empregados(as)		
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos	<input type="checkbox"/> serão exigidos	<input type="checkbox"/> não serão considerados	<input checked="" type="checkbox"/> serão sugeridos	<input type="checkbox"/> serão exigidos		
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará	<input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará	<input type="checkbox"/> não se envolverá	<input type="checkbox"/> apoiará	<input checked="" type="checkbox"/> organizará e incentivará		
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2018: R\$1.040.161			Em 2017: R\$989.659				
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	28,75% governo 16,67% acionistas	29,68% colaboradores(as) 24,30% terceiros	___% retido	21,30% governo 39,32% acionistas	29,01% colaboradores(as) 9,76% terceiros	___% retido		
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES	Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo							
Escolaridade	Em 2018			Em 2017				
Graduados	648			626				
Ensino Médio	427			484				
Ensino Fundamental	12			13				
Ensino Fundamental Incompleto	4			5				
Para fim de demonstração, as receitas e despesas não operacionais estão somadas as receitas e despesas operacionais, conforme determina a Lei 6.404/76 e suas alterações.								
** Acidentes com perda de tempo								

5.1. Indicadores Sociais

5.1.1. Força de Trabalho

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

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

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

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

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,15% como taxa média do ano de 2018.

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

5.1.2. Diversidade e Igualdade

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

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

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

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

5.1.3. Remuneração

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

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

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo. No ano de 2018 foram promovidos 43 empregados, conforme segue:

Quadro 08

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

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

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

5.1.4. Avaliação de desempenho

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

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

A avaliação de desempenho é um dos critérios obrigatórios para que os empregados habilitem-se às promoções por desenvolvimento profissional e por merecimento.

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

5.1.5. Programa de Desligamento Incentivado (PDI)

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

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

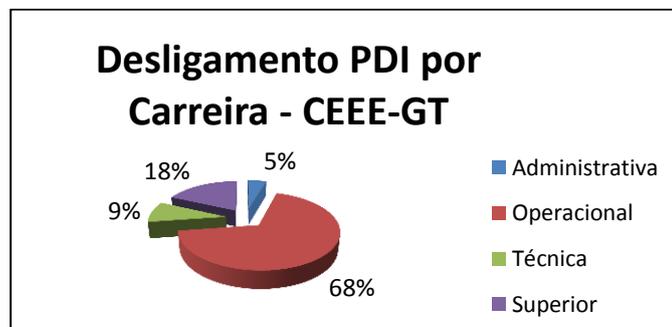
O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$ 3,5 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

Quadro 09

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

*valores em R\$ mil

Gráfico 01



5.1.6. *Relações Sindicais*

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

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

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

Anualmente a CEEE-GT realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme demonstrativo abaixo, representam, no corrente ano, 1.091 empregados ativos.

Quadro 10

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

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

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

5.1.7. *Programas de capacitação de Recursos humanos*

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

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

5.2. Pesquisa e Desenvolvimento

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

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

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

6. Contexto Econômico - Financeiro

Em um ano que começou com razoável otimismo, a greve dos caminhoneiros colocou freio e deu uma “guinada” no processo de retomada do crescimento econômico, revertendo às expectativas dos agentes econômicos e gerando volatilidade. O desempenho do mercado de trabalho, com lenta redução da taxa de desemprego, aumento da informalidade e estagnação do rendimento médio não impulsionou, de forma consistente o consumo das famílias. Outros fatores internos também pesaram, como as incertezas do quadro político e eleitoral e sobre a condução de medidas de ajuste fiscal, o restrito consumo do governo, a baixa confiança da indústria e a tardia recuperação da confiança do consumidor, de acordo com o ICI e ICC–FGV.

Em 2018, o cenário externo foi mais turbulento do que nos últimos anos. Apesar do bom desempenho do PIB dos EUA, a continuidade do seu aperto monetário, o conflito protecionista com a China e a redução do crescimento na União Europeia impactaram negativamente os países emergentes, inclusive o Brasil, cujo câmbio desvalorizou, fechando o ano em 3,87 R\$/U\$, ante os 3,30 R\$/U\$ do ano anterior (BCB).

O agravamento da crise na Argentina teve reflexos sobre a indústria de transformação no Brasil, sobretudo na indústria automotiva. Esse dinâmico setor da indústria de transformação brasileira não repetiu o forte crescimento de 2017 (24%), que foi pautado, entre outros elementos, pela exportação de veículos, principalmente para a Argentina. O crescimento das vendas internas, todavia, foi suficiente para elevar a produção de veículos em 6% em 2018. Já em termos agregados, a produção da indústria geral cresceu 1,5%, o volume de vendas do comércio, 5,4% e o volume de serviços, -0,1%, acumulado do ano até novembro (PIM, PMC e PMS–IBGE).

A partir deste cenário passa-se a analisar o desempenho da Carga do Sistema Interligado (SIN) ao longo de 2018, que foi impactado pelo quadro de recuperação lenta e gradual da economia brasileira e o elevado nível de incerteza política e econômica no contexto nacional. A EPE/ ONS estimou preliminarmente que a Carga de energia do SIN no ano de 2018, cresceu 1,4% sobre igual período de 2017, contudo os dados projetados previam crescimento da carga na ordem de 2,3%.

Merece destaque o impacto, na carga do SIN, da greve dos caminhoneiros ocorrida entre o final de maio e o início de junho/18, quando foi observado um aumento dos estoques de produtos e redução de estoque de insumos, afetando os custos, produção, utilização da capacidade e confiança. Além disso, o comportamento diferenciado da carga observada nos dias de jogos do Brasil na Copa do Mundo também contribuiu para o desempenho da carga no mês de junho/18.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde está concentrada cerca de 60% da carga industrial do país, a variação positiva 1,6% observada na carga no ano de 2018, é explicada principalmente pelo desempenho da indústria.

A carga no subsistema Sul apresentou no ano de 2018 um crescimento de 1,7% relativamente ao ano anterior. Destaca-se o crescimento de 10,1% na carga neste subsistema no mês de abril/18, explicada principalmente pela ocorrência de temperaturas muito superiores às verificadas no mesmo período do ano anterior associada ao efeito calendário.

No subsistema Nordeste o crescimento foi 2,0%, devido principalmente aos baixos índices de precipitações e altas temperaturas, que foram superiores ao ano anterior.

A variação negativa 1,8% no subsistema Norte foi devido à baixa carga de um Consumidor Livre da Rede básica.

Em 2018 a carga verificada no SIN foi de 66.510 MWmédio, contra 65.585 MWmédio de 2017, representando uma variação na carga de energia no SIN de 1,4%.

Considerando os cenários macroeconômicos traçados por diversos analistas econômicos para 2019, há o indicativo que o PIB ficará entre 2,5%, e 3,0%. No entanto, para atingir este patamar de crescimento econômico será necessário melhorar o equilíbrio fiscal e fazer as reformas que estão na agenda do Governo Federal, sendo a Reforma da previdência a mais esperada pelo mercado.

A economia brasileira continua apresentando sinais favoráveis à retomada do crescimento. A manutenção dos juros e da inflação em patamares baixos sugere que o crescimento deve acelerar ao longo de 2019.

Levando em consideração este contexto macroeconômico e também o cenário regulatório nacional a CEEE-GT continua com sua política de redução dos custos operacionais gerenciáveis, seguindo na execução de ações que buscam a melhora de suas margens operacionais e equilíbrio de sua estrutura de capital, sempre combinando a melhor remuneração de seus acionistas com a manutenção de sua capacidade de investimento, em consonância com seus objetos sociais e legais.

6.1. Desempenho Econômico e Financeiro

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

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

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

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

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

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

6.2. Resultados do exercício

6.2.1. 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 2018 com uma receita operacional bruta de R\$1.185,69 milhões representando um acréscimo de 1,28% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$1.170,69 milhões.



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

A Receita da Transmissão totaliza R\$ 706,19 milhões frente aos R\$ 627,46 milhões em 2017, apresentou uma variação de 12,54%. O incremento é refletido na Receita de Disponibilização do Sistema Transmissão em decorrência dos reajustes tarifários dos ciclos 2017/2018 e 2018/2019.

A Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018, reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013. A RAG homologada é de R\$ 115,2 para o período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019. Os novos valores da RAG são oriundos do processo de revisão tarifária realizada para o ciclo 2018-2023 e contemplam os valores do Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), Ajustes de Indisponibilidade ou Desempenho Apurados (Ajl), Encargos de Conexão e Uso dos sistemas de Distribuição e Transmissão, além de Encargos como a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e os custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE), eventuais ajustes e a devida atualização monetária.

No segmento de Geração, foi verificada uma redução de 11,73% na Receita Bruta, passando de R\$ 543,23 milhões registrados em 2017, para R\$ 479,50 milhões em 2018. Esta redução é verificada especialmente na Receita de Energia Elétrica de Curto Prazo, em consequência da queda da liminar judicial que limitava o GSF (risco hidrológico) em 5%, gerando créditos no ambiente da CEEE, os quais eram reconhecidos nesta rubrica. Já

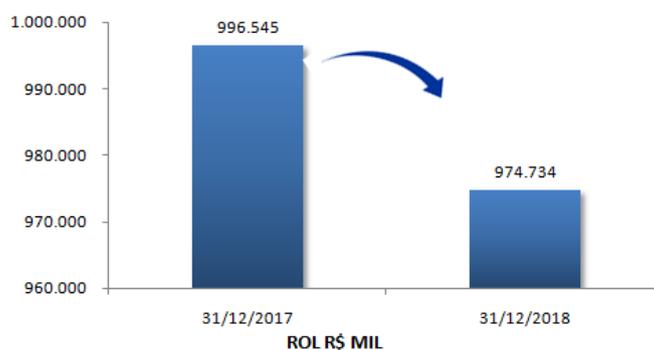
durante o exercício de 2018, o GSF corrente está sendo pago em sua integralidade, não havendo créditos a serem reconhecidos.

6.2.2. *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 21,14% nas deduções operacionais, totalizando R\$ 210,95 milhões em 2018 frente aos R\$ 174,14 milhões de 2017. Este incremento deve-se substancialmente pelo incremento de PIS/COFINS, em decorrência do acréscimo verificado na Receita de Disponibilização do Sistema de Transmissão e na quota CDE estabelecida pela ANEEL.

6.2.3. *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 2017 foi de R\$996,54 milhões, já em dezembro de 2018 foi de R\$974,73 milhões, refletindo a redução de 2,19%.



6.2.4. *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 2018 reduziu 23,08% passando de R\$828,97 milhões em dezembro de 2017 para R\$637,67 milhões em dezembro de 2018, sendo que o Custo de Energia Elétrica comprada para revenda o item de maior impacto.

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica reduziu em 51,33% passando de R\$361,71 milhões em dezembro de 2017 para R\$176,04 milhões em dezembro de 2018. Esta contração deve-se principalmente à redução do Custo com Energia Elétrica de Curto Prazo, em consequência do reconhecimento do custo com o GSF realizado no exercício de 2017, conforme queda da liminar judicial até então existente.
- **Custo de Operação:** O custo de operação apresentou uma redução de 1,20% resultando em dezembro de 2018 no valor de R\$461,63 milhões em comparação ano anterior no qual o custo era de R\$467,26 milhões. Esta variação é explicada pela diminuição nas rubricas de Serviço de Terceiros, Materiais e Custo de Construção.

6.2.5. *Despesas Operacionais*

As despesas operacionais são os gastos para a manutenção da atividade da empresa, inclui as despesas com vendas, administrativas e outras despesas operacionais. As despesas operacionais apresentaram uma redução de 7,99% em relação a dezembro de 2017, passando de R\$144,23 milhões para R\$132,71 milhões em dezembro de 2018.

Os fatores que ocasionaram esta redução foi o registro da provisão para perda de valor recuperável no investimento Complexo Eólico Povo Novo realizado em 2017 no montante de R\$ 9,0 milhões, quando no exercício de 2018 apenas houve complementação de R\$ 1,6 milhões na mesma rubrica e também a reversão ocorrida na Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em função da recuperação dos valores.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

	31/12/2018	31/12/2017	Δ %
Receita Operacional Bruta.....	1.185.687	1.170.686	1,28
Deduções da Receita Operacional.....	(210.953)	(174.141)	21,14
Receita Operacional Líquida.....	974.733	996.545	(2,19)
Custo do Serviço de Energia Elétrica.....	(637.672)	(828.974)	(23,08)
Custo com Energia Elétrica.....	(176.037)	(361.717)	(51,33)
Custo de Operação.....	(461.635)	(467.257)	(1,20)
Lucro Operacional Bruto.....	337.062	167.571	101,15
Despesas Operacionais	(132.713)	(144.230)	(7,99)
Outras Receitas	14.285	319.433	(95,53)
Outras Despesas	(4.598)	(91)	4.952,86
Resultado do Serviço.....	214.036	342.683	(37,54)
Depreciação e Amortização.....	24.260	25.031	(3,08)
Resultado de Participações Societárias.....	90.541	39.980	126,47
EBITDA.....	238.296	367.714	(35,20)
Margem EBITDA.....	24,45%	36,90%	(33,75)
Receita/Despesa Financeira.....	(81.974)	8.481	(1.066,51)
IR e CS.....	(49.217)	3.936	(1.350,29)
Resultado Líquido do Período.....	173.386	395.080	(56,11)

6.3. LAJIDA / EBITDA

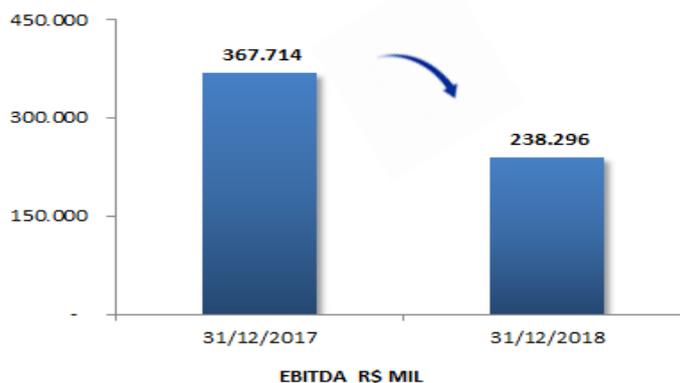
O EBITDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, é o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

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

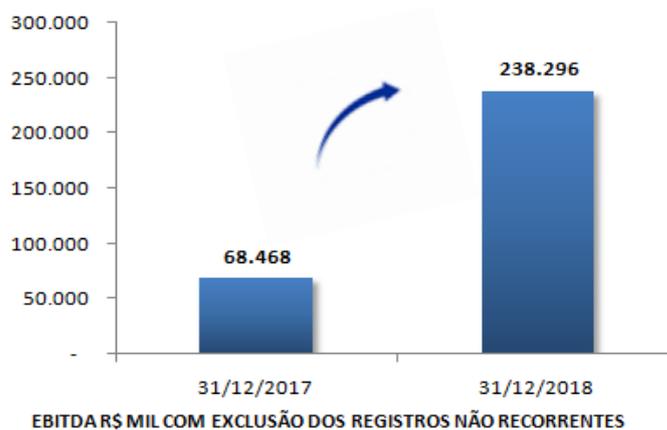
O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

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

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



Considerando a exclusão dos registros não recorrentes, essencialmente ao que diz respeito à reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, contabilizada em 2017, no valor de R\$299,25 milhões, a evolução do EBITDA fica demonstrada conforme gráfico abaixo:



6.4. Resultado Líquido

Como consequência da combinação de todos os efeitos anteriormente expostos, o resultado do período é de R\$173.386, apresentando um decréscimo de 56,11%, em relação ao lucro de R\$ 395.080, apresentado em dezembro de 2017.



Desconsiderando os efeitos dos eventos não recorrentes registrados no exercício anterior (principalmente a reversão da perda do valor recuperável do Contrato de Concessão nº 055/2001, R\$ 299,25), a evolução do resultado líquido fica assim representada:



6.5. Endividamento com Instituições Financeiras

Em 2018, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 587,34 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-GT	Indexador	saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		50.407	8,58%
Moeda Nacional - BNDS	TJLP	50.407	8,58%
Saldo Devedor da Dívida Interna		536.936	91,42%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	214.855	36,58%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	322.081	54,84%
Saldo Devedor da Dívida Interna		587.343	100,00%

6.6. Ingressos Extra-Operacionais

No mês de Junho de 2018, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 110,17 milhões, resultante do financiamento firmado junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-GT).

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

7. 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 Maciel Auditores 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, dos trimestres e do encerramento do ano de 2019, com a possibilidade de renovações a cada doze meses, limitadas a sessenta meses.

Por força do Mandado de Segurança 001/1.18.0127045-8, impetrado por uma das empresas concorrentes no certame, a contratação foi suspensa em 03.12.2018, até que no dia 20 do mesmo mês, o magistrado de plantão permitiu a execução dos serviços exclusivamente à auditoria do exercício de 2018.

Neste cenário, em 15.01.2019, o contrato CEEEGT/5000003214 foi assinado para execução dos serviços de auditoria relativos ao encerramento do exercício de 2018.

O contrato conta com o valor de R\$99.827,00, referente a 2.194 horas de trabalho, tendo como prazo limite de execução do objeto a data de 31.05.2019. No escopo do contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras, 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 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\$95.686,50, e uma carga de 2.103 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 48,79% 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 no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 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 Geração e Transmissão de Energia Elétrica. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da nossa missão.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
Diretor

Balanco Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
		Reapresentado		Reapresentado	
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.196	281.576	186.601	285.333
Investimentos em Títulos do Governo	10	102.734	135.585	102.734	135.585
Concessionárias e Permissionárias	6	101.333	190.254	101.551	190.681
Tributos a Recuperar	7	22.117	55.474	22.279	55.592
Estoques	8	27.509	16.007	27.509	16.007
Ativo de Concessão - Contratual.....	12	116.890	89.141	117.489	98.583
Ativo de Concessão - Financeiro.....	13	282.770	224.471	282.770	224.471
Pagamentos Antecipados	14	1.075	1.255	1.107	1.333
Investimentos Mantidos para Venda.....	15	445.567	-	445.567	-
Outros Créditos a Receber	9	121.434	73.968	109.703	64.737
		<u>1.403.624</u>	<u>1.067.731</u>	<u>1.397.309</u>	<u>1.072.322</u>
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Tributos a Recuperar	7	6	5	6	5
Aplicações Financeiras	5	9	9	9	9
Depósitos Judiciais	11	45.722	40.748	70.682	43.471
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	16.8	78.068	180.458	12.500	35.998
Ativo de Concessão - Contratual.....	12	772.424	700.172	1.040.993	912.615
Ativo de Concessão - Financeiro.....	13	1.412.735	1.399.409	1.412.735	1.399.409
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Renda		2.104	2.094	2.104	2.094
Outros Créditos a Receber	9	377.251	75.123	478.916	115.007
Investimentos	16	325.065	588.019	(37.260)	364.648
Investimentos.....		449.565	710.863	87.240	487.492
(-) Provisão para Perda.....		(124.499)	(122.844)	(124.499)	(122.844)
Imobilizado	17	542.917	563.588	677.480	753.076
Intangível	18	42.696	27.168	43.074	27.545
		<u>3.598.997</u>	<u>3.576.793</u>	<u>3.701.239</u>	<u>3.653.877</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>5.002.621</u>	<u>4.644.524</u>	<u>5.098.548</u>	<u>4.726.199</u>
	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	19	137.197	243.102	142.923	292.011
Obrigações Trabalhistas	20	35.761	32.726	35.773	32.739
Obrigações Fiscais	21	27.439	22.401	29.979	26.704
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	38.984	28.224	38.984	28.224
Provisão para Benefícios a Empregados	23	137.355	196.115	137.355	196.115
Obrigações da Concessão	24	59.762	66.386	59.762	66.386
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	25	37.148	20.151	37.148	20.151
Outros Passivos	26	43.892	29.225	49.154	34.486
Dividendos Obrigatórios.....		140.806	140.000	140.806	140.000
		<u>658.345</u>	<u>778.330</u>	<u>671.885</u>	<u>836.816</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	548.359	377.730	548.359	377.730
Provisão para Benefícios a Empregados	23	943.113	704.896	943.113	704.896
Obrigações Fiscais	21	-	-	6.528	7.096
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	25	149.818	146.778	152.539	146.778
Obrigações da Concessão	24	14.371	9.563	14.371	9.563
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	27	257.595	243.319	257.595	243.319
Outros Passivos	26	58.441	59.609	115.341	61.387
		<u>1.971.697</u>	<u>1.541.895</u>	<u>2.037.845</u>	<u>1.550.769</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital Social	28.1	915.633	588.447	915.633	588.447
Reserva de Capital		-	327.186	-	327.186
Outros Resultados Abrangentes	28.2	(487.463)	(460.526)	(487.463)	(460.526)
Reserva Legal.....	28.3.1	31.176	20.415	31.176	20.415
Reserva Estatutária.....	28.3.4	62.354	40.832	62.354	40.832
Reserva Especial de Lucros a realizar.....	28.3.2	-	194.505	-	194.505
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....	28.3.3	841.576	604.136	841.576	604.136
Reserva de Incentivos Fiscais	28.5	1.009.304	1.009.304	1.009.304	1.009.304
Lucros (Prejuízos) Acumulados		-	-	-	-
		<u>2.372.580</u>	<u>2.324.299</u>	<u>2.372.580</u>	<u>2.324.299</u>
Participação dos não controladores		-	-	16.238	14.315
		<u>2.372.580</u>	<u>2.324.299</u>	<u>2.388.818</u>	<u>2.338.614</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>5.002.621</u>	<u>4.644.524</u>	<u>5.098.548</u>	<u>4.726.199</u>

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	974.734	996.545	1.023.431	1.017.226
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(637.672)	(828.974)	(684.511)	(835.819)
Custo com Energia Elétrica	31	(176.037)	(361.717)	(176.037)	(361.717)
Custo de Operação	32	(461.635)	(467.257)	(508.474)	(474.102)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		337.062	167.571	338.921	181.407
Despesas Operacionais		(132.713)	(144.230)	(134.777)	(190.176)
Despesas com Vendas	30	26	(11.271)	26	(11.271)
Despesas Gerais e Administrativas	30	(83.836)	(82.614)	(85.463)	(83.965)
Outras Despesas Operacionais	30	(48.903)	(50.345)	(49.340)	(94.940)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável.....	30	(83.609)	-	-	-
Outras Despesas Operacionais.....	30	34.706	(50.345)	(49.340)	(94.940)
Outras Receitas	33	14.285	319.433	14.285	319.433
Outras Despesas	33	(4.598)	(91)	(4.598)	(91)
RESULTADO DO SERVIÇO		214.036	342.683	213.831	310.573
Resultado de Participações Societárias		90.541	39.980	90.911	71.845
Resultado Financeiro, Líquido	34	(81.974)	8.481	(81.995)	5.631
Resultado Operacional		222.603	391.144	222.747	388.049
RESULTADO ANTES DO IR E CS		222.603	391.144	222.747	388.049
Imposto de Renda Corrente	35	(65.151)	(24.496)	(65.204)	(24.674)
Imposto de Renda Diferido	35	29.490	27.581	29.490	27.581
Contribuição Social Corrente	35	(24.172)	(9.078)	(24.210)	(9.160)
Contribuição Social Diferida	35	10.616	9.929	10.616	9.929
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		173.386	395.080	173.439	391.725
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	29	17,91	40,81	17,92	40,46
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	29	17,91	40,81	17,92	40,46
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora		-	-	173.386	395.080
Atribuído ao Acionista Não Controlador		-	-	53	(3.355)

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		173.386	395.080	173.439	391.725
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(203.221)	11.934	(203.221)	11.934
Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes.....	10	5.770	1.075	5.770	1.075
Venda de Títulos do Governo	10	(1.270)	-	(1.270)	-
Ganho/Perda Atuarial	26.4	(206.650)	10.371	(206.650)	10.371
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	(1.071)	488	(1.071)	488
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		(29.835)	407.014	(29.782)	403.659
Atribuído ao Acionista da Companhia Controladora				(29.835)	407.014
Atribuído ao Acionista Não Controlador				53	(3.355)

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais



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

Nota Explicativa	CONTROLADORA										CONSOLIDADO			
	Capital Integralizado	Reserva de capital	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva Legal	Reserva de Lucro			Dividendos Remanescentes	Reserva Lucros a Realizar	Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total	Participação dos Não Controladores	Total
					Reserva Dividendos não Distribuídos	Reserva Estatutária	Reserva Lucros a Realizar							
Saldo em 31/12/2016	588.447	-	1.209.304	42.396	129.143	84.790	273.610	317.963	-	-	(483.920)	2.181.733	17.554	2.199.287
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	395.080	-	-	395.080	(3.358)	391.722
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139	139
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.605	1,605	1,605	-	1,605
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)	(42)	-	(42)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.371	10,371	10,371	-	10,371
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.934	11,934	11,934	-	11,934
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	13.235	(13,235)	(13,235)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	4.695	4,695	4,695	-	-	4,695
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	13.235	(8,540)	(8,540)	-	-	4,695
Dividendos Distribuídos	-	-	-	-	(129.143)	-	-	-	-	-	-	-	-	(129.143)
Dividendos Destinados a Reserva	-	-	-	-	317.963	-	-	(317,963)	-	-	-	-	-	-
Destinação do Resultado:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva de Capital	-	327.186	(200.000)	(42.396)	-	(84.790)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva Legal	-	-	-	20.415	-	-	-	-	(20,415)	-	-	-	-	-
Provisão para Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(140.000)	-	-	-	-	(140.000)
Constituição da Reserva Estatutária	-	-	-	-	-	40.832	-	-	(40,832)	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva Especial de Lucros a Realizar	-	-	-	-	-	-	(79.105)	-	79,105	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva Dividendos não distribuídos	-	-	-	-	-	-	-	-	(286.173)	-	-	-	-	-
Saldo em 31/12/2017	588.447	327.186	1.009.304	20.415	604.136	40.832	194.505	-	-	-	(480.526)	2.324.299	14.315	2.338.614
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	173.386	-	-	173,386	53	173,439
Adoção CPC 47, feito de 1º de janeiro de 2018	-	-	-	-	-	-	-	-	31.196	183,303	-	214,499	159	214,658
Integralização de capital	327.186	(327,186)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.711	1,711
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.489	4,489	4,489	-	4,489
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.071)	(1,071)	(1,071)	-	(1,071)
Registro do Ganho Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(206.649)	(206,649)	(206,649)	-	(206,649)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(203.221)	(203,221)	(203,221)	-	(203,221)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	10.636	(10,636)	(10,636)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	3.617	3,617	3,617	-	-	3,617
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	-	-	-	-	10.636	(7,019)	(7,019)	-	-	3,617
Destinação do Resultado:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva Legal	-	-	-	10.761	-	-	-	-	-	(10,761)	-	-	-	-
Provisão para Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(140.000)	-	-	-	-	(140.000)
Constituição da Reserva Estatutária	-	-	-	-	-	21.522	-	-	(21,522)	-	-	-	-	-
Constituição da Reserva Dividendos não distribuídos	-	-	-	-	-	-	(194.505)	-	(42,935)	-	-	-	-	-
Saldo 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

As notas explicativas da administração são parte integrante das informações trimestrais

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
			Reapresentado		Reapresentado
ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício		173.386	395.080	173.439	391.722
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa					
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo		63.356	7.179	63.356	7.179
Variações Monetárias do Passivo Não Circulante		-	13.862	-	13.862
Encargos de Dívidas Provisionados.....		20.891	-	20.891	-
Depreciação e Amort. de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	31	24.783	26.296	24.783	26.296
Resultado de Equivalência Patrimonial		(90.541)	(39.980)	(90.911)	(71.844)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras		83.629	42.649	86.350	42.649
Constituição de Provisão Para Perda Estimada com Créd. de Liquidação Duvidosa	31	(26)	11.271	(26)	11.271
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		(42.354)	(4.013)	(42.354)	(4.013)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível		1.620	311.124	20.200	311.124
Reversão da perda do ativo recuperável.....		1.655	(299.248)	1.655	(299.248)
Varição dos Investimentos em Títulos do Governo	10	(10.688)	(11.629)	(10.688)	(11.629)
Indenização Rede Básica Sistema Existente - RBSE		(71.625)	(28.011)	(71.625)	(28.011)
Outros		-	-	(24.600)	32.856
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES		154.086	424.580	150.470	422.214
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante					
		(20.857)	113.618	(42.904)	113.376
Concessionárias e Permissionárias		88.947	(107.512)	89.156	(107.854)
Tributos a Recuperar		(44.748)	(45.944)	(44.765)	(46.002)
Estoques		(11.502)	(7.915)	(11.502)	(7.915)
Dividendos Recebidos.....		81.125	-	81.125	-
Investimentos em Títulos do Governo		50.580	7.341	50.580	7.341
Pagamentos Antecipados		180	-	227	-
Contas a Receber		153	382.911	153	383.257
Depósitos Judiciais		(4.974)	-	(27.231)	-
Ativo Financeiro - RBSE		269.138	-	269.138	-
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		-	(124.749)	-	(124.749)
Ativo Contratual		(100.001)	-	(100.001)	-
Bens e Direitos Destinados à Alienação		(8)	-	(8)	-
Outros Créditos a Receber		(349.747)	9.486	(349.776)	9.298
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante					
		(257.701)	(11.080)	(268.051)	(25.601)
Fornecedores		(105.905)	189.211	(113.031)	175.674
Obrigações Trabalhistas		3.035	59	3.035	54
Obrigações Estimadas.....		-	-	14	-
Obrigações Fiscais		83.143	(30.879)	80.143	(31.597)
Provisão para Benefícios a Empregados		(95.132)	(41.890)	(95.132)	(41.890)
Obrigações da Concessão		(1.816)	27.619	(1.816)	27.619
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias		-	(22.315)	-	(22.315)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		-	(13.945)	-	(13.945)
Pagamento de Encargos de Dívidas		(19.680)	(14.321)	(19.680)	(14.315)
Dividendos Obrigatórios.....		(139.194)	-	(139.194)	-
Outros Passivos		17.848	(104.619)	17.610	(104.886)
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS		(124.472)	527.118	(160.485)	509.989
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa Líquido (Aplicado) nas Atividades de Investimento		(91.730)	(376.441)	(33.472)	(389.292)
Aumento de Investimentos		(86.021)	(156.879)	(86.021)	(156.879)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado		(3.644)	(303.805)	(40.817)	(316.656)
Aquisição de Ativo Intangível		(17.616)	(26.475)	(17.616)	(26.475)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		15.551	110.718	110.982	110.718
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Caixa Líquido Aplicado/Gerado nas Atividades de Financiamento		116.822	97.053	95.225	126.982
Incremento de Empréstimos e Financiamentos		145.933	130.910	145.933	130.910
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos		(29.111)	(33.857)	(29.111)	(33.857)
Integralização de Capital Social		-	-	50.851	92.728
Partes Relacionadas.....		-	-	(72.448)	(62.799)
REDUÇÃO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(99.380)	247.730	(98.732)	247.679
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	281.576	33.846	285.333	37.654
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.196	281.576	186.601	285.333

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
		Reapresentado		Reapresentado	
RECEITAS					
Receita Operacional Bruta	28	1.185.687	1.170.686	1.234.533	1.191.548
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	30	26	(11.271)	26	(11.271)
Outras Receitas e Despesas		9.687	319.342	9.687	319.342
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(339.810)	(560.283)	(387.759)	(611.774)
Material	30	(1.590)	(2.295)	(1.591)	(2.295)
Serviços de Terceiros	30	(35.725)	(44.698)	(37.226)	(45.119)
Custo de Energia Comprada	29	(176.037)	(361.717)	(176.037)	(361.717)
Outros Custos Operacionais	30	(2.034)	(1.392)	(2.034)	(1.392)
Custo de Construção	30	(118.017)	(127.734)	(161.176)	(134.579)
Outras Despesas Operacionais	30	(6.407)	(22.447)	(9.695)	(66.672)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		855.590	918.474	856.487	887.845
(-) Depreciação e Amortização	30	(23.892)	(24.823)	(23.892)	(24.823)
(-) Provisões	30	(53.054)	(43.063)	(53.054)	(43.063)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		778.644	850.588	779.540	819.959
(+) Resultado de Participações Societárias		90.541	39.980	90.911	71.845
(+) Receitas Financeiras	32	170.976	99.091	171.214	99.216
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		1.040.161	989.659	1.041.665	991.020
Distribuição do Valor Adicionado					
Pessoal		308.626	287.148	309.447	288.056
Remuneração Direta		150.924	149.758	151.733	150.657
Benefícios		29.371	38.289	29.383	38.298
Plano de Benefícios Previdenciais		104.669	48.770	104.669	48.770
Compromissos Previdenciais		10.581	38.463	10.581	38.463
F.G.T.S.		13.081	11.868	13.081	11.868
Impostos, Taxas e Contribuições		299.030	210.809	299.369	211.527
Federais		297.389	206.813	297.728	207.531
Estaduais		839	12	839	12
Municipais		802	3.984	802	3.984
Remuneração de Capitais de Terceiros		259.119	96.622	259.411	99.715
Aluguéis	30	6.169	6.012	6.202	6.130
Despesas Financeiras	32	252.950	90.610	253.209	93.585
Remuneração de Capitais Próprios		173.386	395.080	173.439	391.722
Lucro Líquido do Exercício		173.386	395.080	173.439	391.722
TOTAL		1.040.161	989.659	1.041.665	991.020

As notas explicativas da administração são parte integrante das Informações Trimestrais

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras
em 31 de Dezembro de 2018

(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

No segmento de transmissão, a CEEE-GT exerce o controle acionário da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. Em janeiro de 2014 a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a sócia Zhejiang United 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 foi integralizado o montante de R\$9.947 e no exercício de 2016 totalizaram R\$176.710 e 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 também exerce o controle acionário das Sociedades de Propósito Específico Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., constituídas em fevereiro de 2014 e integrantes do consórcio responsável pela construção do Complexo Eólico Povo Novo. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 99,99%, conforme descrito na nota explicativa nº 16.2.

1.1. Das Concessões

1.1.1. Concessão de Geração

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

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

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

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

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

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

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 deverá ser requerida a autorização ao poder concedente por ocasião do vencimento da atual concessão em 07/07/2015.

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

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

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes às usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 17.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

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

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

A Lei nº 13.203, publicada em 9 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa ANEEL nº 684, publicada em 14 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015. A referida regulamentação apresentou propostas distintas para a energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), porém ambas tinham como condição para a repactuação a retirada de qualquer ação judicial relativa ao tema, com resolução de mérito. Devido à característica do portfólio de contratos de venda de energia em 2015, a Companhia teve quase que a totalidade de sua energia remetida à modalidade de repactuação no ACL, cuja proposta se caracteriza pela contratação de energia de reserva. Em janeiro de 2016 a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial em curso.

Em 2017, nos meses de abril e setembro, a Companhia teve decisões desfavoráveis em relação a sua liminar judicial, fato que culminou na reversão dos seus efeitos históricos em janeiro de 2018, a partir de deliberação do Conselho de Administração da CCEE. Judicialmente a Companhia conquistou nova liminar judicial, a qual possibilitou que a Companhia pague 5% da dívida ao mês, desonerando-a de todos os eventuais ônus e sanções relacionados ao não aporte da garantia financeira e não pagamento do respectivo débito em sua totalidade. Mantida essa situação, o saldo devedor será integralmente quitado ao longo de 2019.

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

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

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

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

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

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

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

2. 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 do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, coligadas e joint ventures nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS, emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB. Essas demonstrações financeiras individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

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 IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

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 IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

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

3.1.1. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas em 21/03/2019.

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 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 29.

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, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real.

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 sobre contas a receber, alinhada às expectativas da administração quando existem incertezas quanto ao seu recebimento. As provisões estão constituídas por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

O critério utilizado para reconhecimento da perda toma como base os recebíveis vencidos a mais de 90 dias. A Companhia realiza o ajuste de valor recuperável, para atendimento à norma IFRS 9 / CPC48, quando testa as suas carteiras de contratos no intuito de identificar aumento significativo no risco de crédito que leve ao comprometimento do fluxo de caixa ou contraprestação esperada.

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 concessionária 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.

A taxa aplicada ao Ativo Financeiro da Concessão 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.

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 para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

Ativo 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.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis.

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	
	31/12/2018	31/12/2017
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	92,63%	90,40%
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 três meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

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

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

Estão classificados como disponíveis para venda e são mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados, são reconhecidos no resultado quando incorridos. As variações decorrentes de alterações no valor justo desses investimentos são 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.

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

4.7. Estoques

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

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

4.8. Subvenção e Assistência Governamental

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

4.9. Bens e Direitos Destinados a Alienação

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

4.10. Ativo 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 da concessão os investimentos realizados nas concessões de transmissão e os novos investimentos nas usinas de geração que operam pelo regime de cotas. Os ativos administrativos e de apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

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

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

A Companhia reconhece a receita de construção e melhorias ao longo da implantação, 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. 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.

4.11. Investimentos

4.11.1. Investimentos em controladas

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

4.11.2. Investimentos em coligadas

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

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

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

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

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

4.12. Imobilizado

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

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

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

4.13. Intangível

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

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

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

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

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

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

4.15.1. Ativos Financeiros

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

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

4.15.2. 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.

4.16. Arrendamento Mercantil

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

4.17. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

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

4.18. Valor Justo

- I. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.
- II. Ativo Imobilizado: é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado. Os valores justos do imobilizado referente à infraestrutura de geração vinculada a uma concessão são limitados aos valores de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador.
- III. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento apurado na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.
- IV. Ativo Contratual: o valor justo do ativo contratual é mensurado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros da Receita Anual Permitida da Transmissão e Receita Anual de Geração. O valor justo do ativo contratual considera as modificações nos fluxos de caixa futuros decorrentes das revisões e reajustes das receitas pelo Poder Concedente, reconhecendo as variações no resultado do exercício.

4.19. Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

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

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

4.20. Outros Ativos e Passivos

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

4.21. Imposto de Renda e Contribuição Social

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.”

4.22. Provisão para Benefícios a Empregados

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

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

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

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

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

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

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

4.24. Reconhecimento da Receita

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

4.24.2. 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.

4.24.2.1. 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.

4.24.2.2. 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.

4.25. 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.

4.26. 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.

4.27. Transações com Partes Relacionadas

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

4.28. Informações por Segmento

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

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

4.29 Questões Ambientais

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

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

4.30 Demonstração do Resultado

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

4.31 Principais alterações nas normas contábeis

4.31.1 Principais alterações nas normas vigentes em 2018

As principais normas divulgadas pelo International Accounting Standard – IASB e normatizadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, as quais tiveram vigência a partir de 01 de janeiro de 2018, são as seguintes:

4.31.1.1 IFRS 15 (CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente)

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2018, adota as práticas previstas nas normas CPC 47/ IFRS 15 – Receitas de Contratos de Clientes, que consiste em um novo modelo para reconhecimento de receitas originadas de contratos com clientes, composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente. A Companhia avaliou os cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pelo CPC 47/IFRS 15: i) identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes; ii) identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato; iii) determinar o preço de cada tipo de transação; iv) alocar o preço às obrigações contidas nos contratos; e v) reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

A Companhia analisou as receitas de construção da infraestrutura da concessão e concluiu que as mesmas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. Com base nas análises realizadas, a Companhia reclassificou os saldos contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 da rubrica de ativo financeiro da concessão para ativo contratual (nota explicativa 12).

A aplicação retrospectiva deste pronunciamento para os saldos de 31 de dezembro de 2017 gerou uma reclassificação de ativo financeiro da concessão para ativo contratual no montante de R\$ 789.314.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 47 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

4.31.1.2 IFRS 9 (CPC 48 – Instrumentos Financeiros)

Este pronunciamento trouxe, a partir de 01 de janeiro de 2018, uma nova abordagem a respeito da classificação, mensuração, reconhecimento e provisão de perdas de valor recuperável sobre os ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros.

As classificações anteriormente previstas no parágrafo 45 do CPC 38 / IAS 39, estavam assim elencadas: **i)** ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado; **ii)** investimentos mantidos até o vencimento; **iii)** empréstimos e contas a receber; e **iv)** ativos financeiros disponíveis para venda.

A partir da vigência do pronunciamento CPC 48, a Companhia passou a classificar seus ativos e passivos financeiros com base no modelo de negócio em que a gestão dos mesmos leve ao atingimento do seu objetivo comercial, considerando as intenções da administração em relação ao instrumento individual ou agrupado em um portfólio. As novas classificações adotadas são:

- i) Custo amortizado;
- ii) Valor justo por meio do resultado (VJR); e
- iii) Valor justo por meio de outros resultados abrangente (VJORA).

Com as novas classificações introduzidas pelo CPC 48 / IFRS 9, vieram os novos conceitos para o enquadramento dos ativos e passivos financeiros, estes observados pela Companhia no momento de classificação dos seus instrumentos. Desta forma, descreve-se abaixo as principais características sobre cada uma das modalidades:

- i) Custo amortizado:
 - a) Quando o ativo for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo principal seja receber fluxos de caixa contratuais; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto;
- ii) Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA):
 - a) Quando o ativo financeiro for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo seja tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais ou pela venda do ativo; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.
- iii) Valor justo por meio do resultado (VJR):
 - a) Quando não for mensurado pelo custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Entretanto, no reconhecimento inicial, a Companhia pode, de forma irrevogável, designar um ativo financeiro que, de outra forma, satisfaça os quesitos para serem mensurados ao custo amortizado ou VJORA como ao VJR, se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma poderia surgir.

Apresentados estes conceitos, o quadro a seguir descreve sobre como a Companhia realiza esta avaliação para a classificação dos seus ativos e passivos financeiros:

Política aplicada a partir de 01 de janeiro de 2018:

Avaliação do modelo de negócio:	A companhia faz a avaliação do modelo de negócio para o ativo ou passivo financeiro, seja em sua forma individual ou em um portfólio de ativos/contratos que apresentem as mesmas características de recebimento ou pagamento que não se difiram quando analisados de forma individual.
	A classificação inclui a verificação de como se concentra a estratégia da administração, ou do órgão regulador, a respeito das características de recebimento de principal e juros em um fluxo de caixa, consideradas também as possibilidades de venda, indenização, ou pagamento do instrumento.
	Para fins desta avaliação, “principal” é o valor justo do ativo financeiro no momento do seu reconhecimento inicial. De outra forma, “juros” são considerados os encargos para cobrir da taxa relacionada à perda do valor do dinheiro no tempo e o risco de crédito associado.
Formas de reconhecimento de ganhos e perdas:	Ativos financeiros mensurados pelo VJR: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem, exemplo: juros, taxas de retorno sobre o investimento (remuneração), dividendos e redução ao valor recuperável.
	Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Exemplo: redução de valor recuperável, juros e variações monetárias.
	Ativos financeiros mensurados ao VJORA: Os ganhos e perdas decorrentes de juros, variações monetárias e redução ao valor recuperável são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Outros ganhos e perdas líquidas são reconhecidos no ORA. No momento de desreconhecimento, os ganhos e perdas acumulados são reclassificados para o resultado.

O novo pronunciamento trouxe como inovador o conceito de que as perdas de valor recuperável dos ativos migram de um modelo de “perdas incorridas” para um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O quadro abaixo retrata as principais práticas da Companhia no sentido de acompanhar se o valor contábil líquido dos seus ativos estão apresentados nas demonstrações contábeis por seu valor plenamente recuperável.

Perdas ao valor recuperável:	<p>A Companhia avalia periodicamente se existem sinais de aumento no risco de crédito que seja significativa para o fluxo de caixa da contraprestação esperada para liquidação dos ativos financeiro/contratual.</p> <p>Especificamente para os ativos contratuais, a Companhia avalia o comportamento, através do portfólio de contratos, dos seus principais contratos, que são os relacionados à venda de energia e à disponibilização dos sistemas de transmissão. Nesta avaliação, é criticado o histórico da inadimplência da carteira de contas a receber relacionada aos faturamentos destes contratos, além de outras rubricas que compõem o contas a receber.</p> <p>Sobre os demais ativos financeiros, a companhia avalia o valor justo dos mesmos por meio de comparativo com o valor de mercado, que em alguns casos pode ser o valor novo de reposição (VNR) devidamente constante em resolução homologatória do órgão regulador, que, em alguns casos, podem ser atualizados por algum indexador de inflação, geralmente, IPCA.</p> <p>Outros ativos financeiros têm seu valor justo identificado pela metodologia de fluxo de caixa descontado por uma taxa de desconto razoável para o modelo de negócio ou ainda é constituído um fluxo de caixa que contempla os investimentos iniciais e as receitas (contraprestações) esperadas ao longo da vida do ativo/contrato, estabelecendo a taxa de retorno que é utilizada para a sua atualização e para identificação do valor presente do fluxo de caixa.</p> <p>Quando é identificado um valor inferior entre o valor recuperável e o valor líquido constante nos saldos contábeis, seja pela venda ou pelo fluxo de caixa advindo do uso do ativo, a diferença é ajustada imediatamente no resultado no momento em que ocorre.</p>
-------------------------------------	--

Desde a adoção inicial do CPC 48/ IFRS 9, em 01 de janeiro de 2018, a Companhia revisa periodicamente as premissas e os dados que sustentam a construção da matriz de inadimplência, que gera um *aging list* (antiguidade de vencimentos) dos ativos contratuais, assim como os dados para elaboração dos fluxos de caixa dos ativos financeiros, com o objetivo de identificar qualquer alteração significativa que possa elevar o risco de crédito e ocasionar um registro de perda por valor recuperável.

A Companhia, com a adoção retrospectiva do CPC 48, estimou o valor justo por meio do resultado para os saldos de 31 de dezembro de 2017 do ativo financeiro da Lei nº 12.783 – RBSE, com impacto no montante de R\$ 269.138 no total do ativo.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 48 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Segue abaixo a nova classificação para os instrumentos financeiros com a aplicação do novo pronunciamento:

	Nota	Classificação de acordo com:			
		CPC 38/IAS 39	CPC 48/IFRS 9	31/12/2017	01/01/2018
Ativos Financeiros					
Numerário Disponível	5.1	VJR	VJR	2.080	2.080
Aplicações Financeiras	5.2	VJR	VJR	279.496	279.496
Concessionárias e Permissonárias	6	Empréstimos e recebíveis	Custo Amortizado	190.254	190.254
Ativo de Concessão - Financeiro	13	Empréstimos e recebíveis	VJR	1.623.880	1.893.018
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	Disponível para Venda	VJORA	135.585	135.585
Passivos Financeiros					
Fornecedores	17	Custo Amortizado	Custo Amortizado	243.102	243.102
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	20	Custo Amortizado	Custo Amortizado	405.954	405.954

4.31.1.3 Efeitos da aplicação dos novos pronunciamentos contábeis

A adoção dos novos pronunciamentos contábeis causou os seguintes impactos nos saldos patrimoniais e no resultado do exercício:

	Saldo Divulgado em 31.12.2018	Ajustes CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9	Saldos sem a Adoção em 31.12.2018
Ativo Circulante			
Ativo Financeiro	282.770	12.452	270.318
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	116.890	116.890	-
Ativo Não Circulante			
Ativo Financeiro	1.412.735	(663.824)	2.076.559
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	772.424	772.424	-
Passivo Não Circulante			
IR e CSLL Diferidos	302.873	56.630	243.243
Patrimônio Líquido			
Outros Resultados Abrangentes	852.078	181.312	670.766
Resultado Acumulado	184.022	(31.196)	215.218
Resultado do Exercício			
Resultado Líquido do Exercício	173.387	31.195	204.582

4.32. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

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

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

i) Interpretação e aplicação

O IASB emitiu a Norma IFRS 16, que define os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de leases (arrendamentos). 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, e que aborda os princípios para a mensuração e reconhecimento das operações com arrendamentos. O princípio norteador desta nova normativa diz respeito ao reconhecimento do ativo e passivo advindo do direito de uso de um bem objeto do contrato de arrendamento.

A Companhia realizou levantamento em todos os seus contratos com características de arrendamentos, com a finalidade de avaliar o impacto de adoção da nova norma para divulgação nas demonstrações financeiras do exercício de 2018, assim como para projetar o impacto nas demonstrações do exercício de 2019.

No levantamento dos contratos foram ponderados alguns pré-requisitos para o registro como ativo e passivo de direito de uso, sendo eles:

- a) a identificação de um ativo exclusivo no contrato de arrendamento, o qual o arrendador não tenha o direito de substituição;
- b) o arrendatário obtém substancialmente todos os benefícios econômicos do uso do ativo durante todo o período de uso;
- c) o direito do arrendatário em direcionar a finalidade de utilização do ativo durante todo o período de uso.
- d) o período de arrendamento é superior a doze meses; e
- e) o arrendamento não é de pequeno valor.

Este levantamento de contratos trouxe o seguinte cenário de análise para a aplicação da nova norma:



ii) Mensuração do ativo de direito de uso e do passivo de arrendamento

Para cada contrato escopo da nova norma contábil, a Companhia adotou a metodologia de fluxo de caixa descontado, com o objetivo de identificar o valor presente dos ativo e passivo a serem registrados pelo direito de uso em 1º de janeiro de 2019. Foram considerados no fluxo de caixa os valores mensais das parcelas fixadas no contrato, pelo período de janeiro de 2019 até o último período contratual, sendo considerados os reajustes anuais que ocorrem por IGP-M.

Os fluxos de caixa foram ajustados a valor presente pela taxa incremental de empréstimos e financiamentos, sendo aquela que representa o custo real das suas últimas consultas para captações no mercado financeiro. A Companhia considerou como adequada a taxa (% CDI + 3,25% a.a) convertidas para taxa efetiva mensal.

iii) Impactos da adoção

A Administração da Companhia conclui que, a partir da aplicação da nova norma IFRS/16, além do reconhecimento dos ativo e passivo do direito de uso, que até então não eram registrados pela prática contábil vigente, ocorrerá o deslocamento de parte do custo do contrato do resultado operacional para o resultado financeiro.

A Companhia demonstra a seguir os impactos da aplicação da norma no momento de sua adoção em 1º de janeiro de 2019:

Na adoção jan./19:

Em mil R\$



A Companhia também avaliou o impacto da adoção da norma em seu resultado para ao longo do exercício de 2019 e para os exercícios seguintes, em comparação à norma anterior CPC06, estando os valores demonstrados na tabela que segue:

2019 (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	313	208 -	104
Despesa Financeira	-	298	298
Resultado Líquido	313	507	194

Exercícios Seguintes (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	5.974	4.525 -	1.450
Despesa Financeira	-	1.256	1.256
	5.974	5.780 -	194
Resultado Líquido	6.287	6.287	-

A partir da análise dos dados apresentados, a Companhia concluiu que, no momento da adoção inicial, ocorrerá um aumento dos ativos e passivos de direito de uso na ordem de R\$ 3,1 milhões, sem reflexo no resultado ou no patrimônio líquido.

Já no resultado em 2019, ocorrerão uma redução da despesa operacional e um incremento da despesa financeira. Desta forma, o resultado líquido será reduzido em R\$ 194 mil neste exercício. Contudo, percebe-se que esta influência no resultado é temporária, sendo revertida nos exercícios seguintes.

Diante deste cenário, considerando que os valores aqui apresentados são imateriais frente aos valores das demonstrações contábeis da Companhia, a Administração está avaliando se deve adotar a nova norma, uma vez que deve ser observado o julgamento da materialidade, este bem apontado pela CVM em seu Ofício-Circular Nº 01/2019.

Por fim, a Administração da Companhia informar que não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio líquido divulgado.

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

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.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE					
Numerário Disponível	5.1	1.161	2.080	1.632	4.981
Aplicações Financ. de Liq. Imediata - SIAC/BANRISUL	5.2	181.035	279.496	184.969	280.352
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		182.196	281.576	186.601	285.333
NÃO CIRCULANTE					
Fundo Bradesco Empresas		9	9	9	9
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		9	9	9	9

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$1.161 (R\$2.080 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$181.035 (R\$279.496 em 31 de dezembro de 2017) registrado no ativo circulante refere-se a aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Suprimento de Energia	20.707	22.946	20.707	22.946
Encargos de uso da Rede	84.910	104.093	85.128	104.520
Energia de Curto Prazo - CCEE	-	73.367	-	73.367
Títulos de Crédito a Rebeber	501	463	501	463
Provisão para Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa ..	(4.785)	(10.615)	(4.785)	(10.615)
	<u>101.333</u>	<u>190.254</u>	<u>101.551</u>	<u>190.681</u>

6.1. Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$4.785 (R\$10.615 em 31 de dezembro de 2017) 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 três meses.

	31/12/2017	CONTROLADORA/CONSOLIDADO		31/12/2018
		ADIÇÕES	EXCLUSÕES	
Suprimento de Energia	1.602	309	(1.900)	11
Encargos de uso da Rede	9.013	1.576	(5.815)	4.774
	<u>10.615</u>	<u>1.885</u>	<u>(7.715)</u>	<u>4.785</u>

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	338	565	338	565
INSS a Compensar	400	1.155	400	1.155
IRPJ e CSLL a Compensar	283	49.681	283	49.681
IRPJ e CSLL Base Negativa	21.096	4.073	21.258	4.191
	<u>22.117</u>	<u>55.474</u>	<u>22.279</u>	<u>55.592</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	2	3	2
	<u>6</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>5</u>

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Estoque de Operação	28.025	16.489	28.025	16.489
(-) Provisão para Perdas	(516)	(482)	(516)	(482)
	<u>27.509</u>	<u>16.007</u>	<u>27.509</u>	<u>16.007</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 e deduzidos das provisões para perdas.

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE					
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.1	9.555	7.175	9.555	7.175
Adiantamento a Fornecedores/Empregados.....		5.584	1.810	5.584	1.810
Aluguel de Postes e Serviços Prestados		13.717	9.617	13.717	9.617
Cedência de Funcionários	35	509	236	509	236
Conta Gráfica	9.2	2.437	5.802	2.437	5.802
Dividendos a Receber.....	9.3	38.072	20.886	38.072	20.886
Custos a Reembolsar.....	9.4	23.222	20.601	11.086	10.985
Outros Devedores		28.338	7.841	28.743	8.226
		<u>121.434</u>	<u>73.968</u>	<u>109.703</u>	<u>64.737</u>
NÃO CIRCULANTE					
Mútuo CEEE-D	9.5	373.240	70.959	373.240	70.959
Outros		4.011	4.164	105.676	44.048
		<u>377.251</u>	<u>75.123</u>	<u>478.916</u>	<u>115.007</u>

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$9.555 (R\$7.175 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, bem como o aprimoramento de suas características.

9.2. Conta Gráfica

O valor de R\$2.437 (R\$5.802 em 31 de dezembro de 2017) refere-se aos saldos de cedência de funcionários 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.

9.3. Dividendos a Receber

O valor de R\$38.072 (R\$20.886 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Chapecoense R\$5.961, Ceran R\$7.442, TSLE R\$7.334, Enercan R\$3.353, Etau R\$40, Complexo Eólico Povo Novo R\$17 e Enerfin R\$13.925.

9.4. Custos a Reembolsar

O valor de R\$23.222 (R\$20.601 em 31 de dezembro de 2017) 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, principalmente com as investidas Povo Novo e TESB.

9.5. 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 (mutuaria) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) meses. O Contrato de Mútuo entre as partes foi celebrado em 29 de maio de 2014.

Em 11 de dezembro, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração 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 (vinte e quatro) meses, para refinanciamento do mútuo anterior, no montante de R\$335.212 (trezentos e trinta e cinco milhões duzentos e doze mil).

Em 28 de setembro de 2017, através do Despacho 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 a CEEE D, permitindo amortizar R\$293.869 (duzentos e noventa e três milhões, oitocentos e sessenta e nove mil reais) 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 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 (setenta e dois milhões, duzentos e oitenta e dois mil reais) da data de 16 de abril de 2018. Posteriormente em 15 de agosto de 2018 a Agência Reguladora emitiu o Despacho 1.856, permitindo aditivo ao mútuo já existente, no valor de até R\$ 300.000 (trezentos milhões de reais), pelo prazo de 24 meses.

O saldo do contrato de Mútuo corrigido mensalmente pela CDI perfaz o montante de R\$373.240.

Data do Evento	Histórico	Valor
25/05/2016	Contrato Repactuado	335.212
31/08/2018	Liberção Mútuo	100.000
30/09/2018	Liberção Mútuo	150.000
31/10/2018	Liberção Mútuo	50.000
31/12/2018	Parcelas Liberadas até 31/12/2018	635.212
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	61.102
31/12/2018	Parcelas Recebidas até 31/12/2018	(323.074)
NÃO CIRCULANTE		373.240

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Investimentos em Títulos do Governo	102.734	135.585	102.734	135.585
	102.734	135.585	102.734	135.585

10.1. Descrição

O saldo de R\$102.734 (R\$135.585 em 31 de dezembro de 2017) 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 Eletrobrás.

Nesse contexto a Companhia obteve um valor a receber de R\$ 1.209.304 inerente à Conta de Resultados a Compensar apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos da Companhia junto 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 três tranches, sendo a primeira em até 10 (dez) dias úteis após a homologação do acordo, o que ocorreu em 09 de fevereiro de 2012, a segunda e a terceira tranches em 18/12/2012 e 17/12/2013, respectivamente. No entanto, o recebimento por parte da Companhia da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrasetoriais e financiamentos perante a Eletrobrás, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 a Companhia efetivou a liquidação dos débitos nos prazos estabelecidos no Termo de Acordo, atendendo a cláusula condicionante para transferência das NTN-Bs nas datas previstas, reclassificando o ativo financeiro para a categoria de disponível para venda.

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

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

10.3. Forma de Atualização das NTN-Bs

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN-Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

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

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

10.4. Movimentação

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

	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita financeira	Impostos
Posição em 31/12/2017	135.585	8.874	(3.267)	-	-
Atualização pela taxa efetiva.....	11.959	-	-	11.959	-
Valorização do valor justo	5.770	-	5.770	-	-
Venda do ativo financeiro.....	(43.915)	-	(1.270)	1.270	-
Juros Recebidos.....	(6.665)	-	-	-	-
Efeito tributário.....	-	548	(1.071)	-	523
Posição em 31/12/2018	102.734	9.422	162	13.229	523

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Depósitos Judiciais.....	45.722	40.748	70.682	43.471
	45.722	40.748	70.682	43.471

O valor de R\$45.722 (R\$40.748 em 31 de dezembro de 2017) 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 25).

12. ATIVO DE CONCESSÃO - CONTRATUAL

Composição dos saldos do Ativo de Concessão de Transmissão:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Circulante	116.890	89.141	117.489	98.583
Não Circulante	772.424	700.172	1.040.993	912.615
	889.314	789.313	1.158.482	1.011.198

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

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 “financeiro” e reconhece os ativos do contrato pelo valor justo, considerando que a infraestrutura construída é recuperada por meio dos fluxos de caixa estabelecidos na RAP (Receita Anual Permitida) ou RAG (Receita Anual de Geração), a qual contempla os seguintes valores:

I. receita para cobrir os custos de operação e manutenção (O&M) da infra-estrutura vinculada aos contratos de concessão; e

II. receita para amortização do capital investido na infra-estrutura a serviço da concessão. Esta parcela de receita é definida mediante a metodologia do WACC (weighted average cost of capital), a qual estabelece a remuneração mínima para o investimento realizado.

Em 31 de dezembro de 2018, o valor de R\$889.314 é composto por R\$39.298, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002, por R\$764.026, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e R\$85.990 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.

12.1. 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 2017	698.902	44.342	46.069	221.885	1.011.198
(+) Receita de Construção (Adições).....	76.160	-	41.857	23.163	141.180
(+) Receita Financeira.....	74.298	12.008	3.320	25.037	114.663
(-) Baixas.....	(2.255)	-	(199)	-	(2.454)
(+) Reversão da Perda de Valor recuperável.....	-	-	-	-	-
(-) Amortização do período.....	(83.079)	(17.052)	(5.091)	(2.984)	(108.206)
(-) Outros.....	-	-	34	2.067	2.101
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	764.026	39.298	85.990	269.168	1.158.482
Em 31 de Dezembro de 2018 - Circulante	93.848	16.936	6.106	599	117.489
Em 31 de Dezembro de 2018 - Não Circulante	670.178	22.362	79.884	268.569	1.040.993

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 055/2001 que entraram em operação após 2012 (RBNl), classificados como Ativo Contratual, é de R\$ 115.924.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 080/2002, classificados como Ativo Contratual, é de R\$ 25.796

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 R\$ 115.197 definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.421/2018, contemplando o valor de R\$ 49.671 de receita adicional para a remuneração do capital e investimentos em melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão.

De acordo com os Artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 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 ainda que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na referida concessão.

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

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

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

12.4. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

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

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

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

13. Ativo de Concessão - Financeiro

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Circulante	282.770	224.471	282.770	224.471
Não Circulante	1.412.735	1.399.409	1.412.735	1.399.409
	<u>1.695.505</u>	<u>1.623.880</u>	<u>1.695.505</u>	<u>1.623.880</u>

O Montante de R\$1.695.505 (R\$ 1.623.880 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à parcela dos ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000 pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, os quais conforme previsão da Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em seu §2º, art. 15º, são passíveis de indenização pela União.

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

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

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

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

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

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

Em 10 de abril de 2017, foi proferida sentença judicial favorável à liminar conduzida pela ABRACE, ABIVIDRO e ABRAFE determinando que a ANEEL retirasse o 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, o que ocorreu por força dos normativos ANEEL Despacho 1.779/2017 e da Resolução Homologatória Nº 2.258/2018, com o apoio da Nota Técnica 183/2017, já com reflexo para o ciclo de RAP 2017/2018.

A Companhia entende que, por meio dos dispositivos regulatórios do setor elétrico, assim com as disposições do contrato de concessão, é indiscutível o direito de recebimento do custo de capital inserido nas parcelas de reintegração relativas ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017 e, desta forma, os valores relativos ao custo de capital (ke) 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.

13.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	Contrato 055/2001 RBSE	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	1.623.880	1.623.880
(+) Receita de Construção (Adições).....	-	-
(+) Receita Financeira.....	115.851	115.851
(-) Baixas.....	-	-
(+) Adoção CPC 47/48.....	269.138	269.138
(-) Amortização do período.....	(313.364)	(313.364)
(-) Outros.....	-	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	1.695.505	1.695.505
Em 31 de Dezembro de 2018 - Circulante	282.770	282.770
Em 31 de Dezembro de 2018 - Não Circulante	1.412.735	1.412.735

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 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 dos ativos não depreciados em 31 de maio de 2000 (RBSE), classificados como Ativo Financeiro, é de R\$ 290.083, sendo R\$ 142.828 referente ao componente econômico e R\$ 147.255 ao componente financeiro.

14. PAGAMENTOS ANTECIPADOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Pagamentos Antecipados.....	1.075	1.255	1.107	1.333
	1.075	1.255	1.107	1.333

O valor de R\$1.075 (R\$1.255 em 30 de setembro de 2017), corresponde à apropriação das quotas de custeio PROINFA relativo às concessionárias do serviço público de transmissão que atendam consumidor livre e/ou autoprodutor com unidade de consumo conectada às instalações de Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

15. INVESTIMENTOS MANTIDOS PARA VENDA

Em 17 de setembro de 2018, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia o Plano de Desinvestimento em 06 ativos nos quais a Companhia possui participação minoritária em seu capital social, sendo eles: Companhia Energética Rio das Antas – CERAN, Chapecoense Geração S/A – CHAPECOENSE, Campos Novos Energia – ENERCAN, Fronteira Oeste Transmissora de Energia – FOTE, Transmissora Sul Litorânea de Energia – TSLE e Empresa de Transmissão Alto Uruguai – ETAU.

A Iniciativa de Venda desses Ativos faz parte da estratégia de potencializar o foco de realização nos investimentos atinentes aos Contratos de Concessão nativos da Companhia (Contrato de Concessão nº 055/2001, nº 025/2000 e nº 080/2002).

Neste ensejo, foram aprovados os preços mínimos de venda dos ativos e forma de alienação destas participações societárias, a qual será realizada por meio de Leilão, na B3 S.A – Brasil Bolsa, cujo edital foi originalmente publicado no 4º trimestre de 2018.

Conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 06 de dezembro de 2018, o processo de desinvestimento instruído no âmbito do Edital do Leilão de Alienação nº 000001/2018 está suspenso pelo prazo necessário à avaliação sobre a pertinência de eventuais ajustes pela Administração.

A Companhia levou em consideração o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e entendeu que em 30 de setembro de 2018 a participação nas sociedades Companhia Energética Rio das Antas – CERAN, Chapecoense Geração S/A – CHAPECOENSE, Campos Novos Energia – ENERCAN, Fronteira Oeste Transmissora de Energia – FOTE, Transmissora Sul Litorânea de Energia – TSLE e Empresa de Transmissão Alto Uruguai – ETAU atenderam aos parâmetros dispostos para classificação em Mantidos para Venda. Os Ativos Mantidos para Venda foram mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e seu valor justo diminuído das despesas de vendas.

Os ganhos ou perdas relativos às operações dos Ativos Mantidos para Venda estão demonstrados na nota explicativa 16.7 – Movimentação dos Investimentos. Não há ganhos ou perdas reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes.

15.1 Participações Societárias Mantidas para Venda

	31/12/2018		31/12/2017	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
FOTE.....	62.879	49,00%	54.870	49,00%
TSLE.....	379.681	49,00%	379.681	49,00%
Ceran.....	510.000	30,00%	510.000	30,00%
Chapecoense.....	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan.....	200.787	6,51%	200.787	6,51%
Etau.....	34.895	10,00%	34.895	10,00%

15.2 Demonstrações Financeiras dos Investimentos Mantidos para Venda

	31/12/2018				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
FOTE.....	54.870	111.119	111.119	(8.576)	(8.576)
TSLE.....	379.861	402.343	402.343	28.734	28.734
Ceran.....	120.000	218.423	218.423	99.230	99.230
Etau.....	34.895	87.249	87.249	17.635	17.635
Chapecoense.....	714.509	989.602	989.602	278.495	278.495
Enercan.....	200.787	395.369	395.369	205.899	205.899

15.3 Movimentação dos Investimentos Mantidos para Venda

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
	Saldos em 31/12/2017	Reclassificação Ativos Mantidos para Vendas	Equivalência Patrimonial	Dividendos	Saldos em 31/12/2018
FOTE.....	-	47.051	(4.814)	-	42.237
TSLE.....	-	208.133	(4.652)	(8.664)	194.817
Ceran.....	-	83.711	11.703	(11.644)	83.770
Chapecoense.....	-	88.981	6.952	(8.447)	87.486
Enercan.....	-	28.579	4.651	(4.785)	28.445
Etau.....	-	9.821	461	(1.470)	8.812
	-	466.276	14.301	(35.010)	445.567

16. INVESTIMENTOS

16.1. Composição

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.....	446.541	707.840	84.217	484.469
Avaliadas pelo método de custo.....	3.024	3.023	3.024	3.023
(-) Provisão Para Redução Ao Valor Recuperável.....	(124.499)	(122.844)	(124.499)	(122.844)
	325.065	588.019	(37.260)	364.648

16.2. 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
Jaguari	TESB TPAE	Ventos de Curupira Ventos de Povo Novo Ventos de Vera Cruz Palmares Ventos da Lagoa Ventos do Litoral Ventos do Sul Ventos dos Índios

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

	31/12/2018		31/12/2017	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB.....	342.190	92,63%	255.475	90,40%
Ventos de Curupira.....	55.929	99,99%	39.768	99,99%
Ventos de Povo Novo.....	24.639	99,99%	14.108	99,99%
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	99,99%	38.581	99,99%
Coligadas				
TPAE.....	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari.....	17.680	10,50%	17.680	10,50%
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.....	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios.....	63.641	10,00%	63.641	10,00%

16.3 Controladas

16.3.1. 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.

16.3.2. 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 55MW.

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

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potência instalada é de 25MW;
- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potência instalada é de 7,5MW;
- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potência instalada é de 22,5MW;

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 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.

Ademais, salienta-se que a Companhia divulgou em 13 de dezembro de 2017, Fato Relevante acerca da autorização para contratação de consultoria especializada, pela Diretoria Colegiada, para realizar a modelagem de eventual desinvestimento nas geradoras do Complexo Eólico Povo Novo.

16.3.3 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.

16.4. Coligadas

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

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

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

16.4.2. Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 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.

16.4.3. Ventos da Lagoa Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 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.

16.4.4. Ventos do Litoral Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 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.

16.4.5. Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 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

16.4.6. 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.

16.5. Demonstrações Financeiras das Investidas

16.5.1. Demonstrações Financeiras Controladas

Balança Patrimonial	31/12/2018			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	3.934	199	84	188
Outros Ativos Circulantes.....	940	358	85	33
Ativo Não Circulante.....	323.628	81.610	35.747	89.150
	<u>328.502</u>	<u>82.167</u>	<u>35.916</u>	<u>89.371</u>
Passivo e Patrimônio Líquido				
Outros Passivos Circulantes.....	7.638	2.888	995	2.530
Outros Passivos Não Circulantes.....	82.257	22.510	9.936	22.042
Patrimônio Líquido.....	238.607	56.769	24.985	64.799
	<u>328.502</u>	<u>82.167</u>	<u>35.916</u>	<u>89.371</u>

Demonstração do Resultado	31/12/2018			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida.....	48.405	133	42	118
Custo de Operação.....	(46.839)	-	-	-
Lucro Bruto.....	1.566	133	42	118
Despesas Operacionais.....	(646)	(654)	(278)	(555)
Resultado Financeiro.....	(107)	20	16	119
Lucro Antes dos Impostos.....	813	(501)	(220)	(318)
Impostos sobre o Lucro.....	(91)	-	-	-
Lucro líquido.....	<u>722</u>	<u>(501)</u>	<u>(220)</u>	<u>(318)</u>

16.5.2. Demonstrações Financeiras Controladas e Coligadas

	31/12/2018				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
Controladas					
TESB.....	342.190	238.607	238.607	722	722
Ventos de Curupira.....	55.929	56.769	56.769	(501)	(501)
Ventos de Povo Novo.....	24.639	24.985	24.985	(220)	(220)
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	64.799	64.799	(318)	(318)
Coligadas					
TPAE.....	20.350	15.156	15.156	1.467	1.467
Jaguari.....	17.680	23.557	23.557	1.086	1.086
Palmares.....	114.116	128.136	128.136	8.116	8.116
Ventos da Lagoa.....	88.701	110.610	110.610	7.397	7.397
Ventos do Litoral.....	102.901	109.869	109.869	9.048	9.048
Ventos do Sul.....	140.964	175.594	175.594	49.782	49.782
Ventos dos Índios.....	63.641	82.730	82.730	(2.166)	(2.166)

16.6. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Centrais Elétricas S.A - ELETROSUL.....	2.137	2.160	2.137	2.160
Piratini Energia S.A.....	10	10	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo.....	876	876	876	876
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos.....	(354)	(354)	(354)	(354)
	<u>2.669</u>	<u>2.692</u>	<u>2.669</u>	<u>2.692</u>

16.6.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

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

16.6.2. Piratini Energia S/A

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

16.7. Movimentação dos investimentos

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO							Saldos em 31/12/2018
	Saldos em 31/12/2017	Aumento de Capital	Impairment	Equivalência Patrimonial	Reclassificação para Ativos Mantidos para Vendas	Dividendos	Ajuste CPC 47	
Controladas								
TESB.....	124.588	86.020	-	668	-	-	1.992	213.268
Ventos de Curupira.....	(11.231)	16.156	(745)	(510)	-	-	-	3.670
Ventos de Povo Novo.....	(4.678)	10.529	(232)	(230)	-	-	-	5.389
Ventos de Vera Cruz.....	(7.796)	24.162	(678)	(328)	-	-	-	15.360
Coligadas								
FOTE.....	10.158	35.993	-	900	(47.051)	-	-	-
TSLE.....	191.753	-	-	16.380	(208.133)	-	-	-
Ceran.....	73.743	-	-	21.336	(83.711)	(11.368)	-	-
TPAE.....	2.732	-	-	299	-	-	-	3.031
Jaguari.....	1.697	-	-	139	-	-	-	1.836
Etau.....	9.437	-	-	1.412	(9.821)	(1.028)	-	-
Palmares.....	13.642	-	-	812	-	(1.639)	-	12.815
Ventos da Lagoa.....	11.253	-	-	740	-	(931)	-	11.062
Ventos do Litoral.....	11.971	-	-	905	-	(1.890)	-	10.986
Ventos do Sul.....	22.862	-	-	4.978	-	(10.278)	-	17.562
Ventos dos Índios.....	8.489	-	-	(217)	-	-	-	8.272
Chapecoense.....	84.950	-	-	19.331	(88.981)	(15.300)	-	-
Enercan.....	22.635	-	-	9.625	(28.579)	(3.681)	-	-
Ágio Parques Eólicos.....	971	-	-	-	-	-	-	971
Ágio Ventos do Sul.....	18.174	-	-	-	-	-	-	18.174
	<u>585.350</u>	<u>172.860</u>	<u>(1.655)</u>	<u>76.240</u>	<u>(466.276)</u>	<u>(46.115)</u>	<u>1.992</u>	<u>322.396</u>

16.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Complexo Eólico Povo Novo.....	7.109	52.598	-	-
FOTE.....	12.500	35.998	12.500	35.998
TESB.....	58.459	91.862	-	-
	<u>78.068</u>	<u>180.458</u>	<u>12.500</u>	<u>35.998</u>

17. IMOBILIZADO

CONTROLADORA							
	31/12/2016	Movimento	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2018
Custo							
Barragens.....	766.633	-	766.633	-	(170.051)	-	596.582
Terrenos.....	16.154	-	16.154	-	-	-	16.154
Edificações.....	120.237	-	120.237	-	-	(4)	120.233
Máquinas e Equipamentos.....	597.369	(7.657)	589.712	-	(64.833)	2.600	527.479
Veículos.....	13.855	-	13.855	-	(56)	155	13.954
Móveis e Utensílios.....	4.210	-	4.210	-	(26)	(1)	4.183
	<u>1.518.458</u>	<u>(7.657)</u>	<u>1.510.801</u>	<u>-</u>	<u>(234.966)</u>	<u>2.750</u>	<u>1.278.585</u>
Depreciação							
Barragens.....	(667.595)	(10.108)	(677.703)	(10.097)	170.051	-	(517.749)
Edificações.....	(108.826)	(801)	(109.627)	(796)	-	1	(110.422)
Máquinas e Equipamentos.....	(476.399)	(1.074)	(477.473)	(11.123)	63.225	13	(425.358)
Veículos.....	(12.414)	(254)	(12.668)	(254)	56	(112)	(12.978)
Móveis e Utensílios.....	(3.462)	(80)	(3.542)	(78)	24	1	(3.595)
	<u>(1.268.696)</u>	<u>(12.317)</u>	<u>(1.281.013)</u>	<u>(22.348)</u>	<u>233.356</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.070.102)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.660	293.870	313.530	-	(43)	-	313.487
Depreciação.....	(18.588)	(197)	(18.785)	(357)	43	-	(19.099)
	<u>1.072</u>	<u>293.673</u>	<u>294.745</u>	<u>(357)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>294.388</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>250.834</u>	<u>273.699</u>	<u>524.533</u>	<u>(22.705)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>2.653</u>	<u>502.871</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>33.088</u>	<u>5.967</u>	<u>39.055</u>	<u>3.646</u>	<u>-</u>	<u>(2.655)</u>	<u>40.046</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>283.922</u>	<u>279.666</u>	<u>563.588</u>	<u>(19.059)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>(2)</u>	<u>542.917</u>
CONSOLIDADO							
	31/12/2016	Movimento	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2018
Custo							
Barragens.....	766.633	-	766.633	-	(170.051)	-	596.582
Terrenos.....	24.848	-	24.848	-	-	-	24.848
Edificações.....	153.974	-	153.974	-	-	(4)	153.970
Máquinas e Equipamentos.....	551.978	(7.657)	544.321	-	(64.833)	2.600	482.088
Veículos.....	13.855	-	13.855	-	(56)	155	13.954
Móveis e Utensílios.....	4.329	-	4.329	-	(26)	(1)	4.302
	<u>1.515.617</u>	<u>(7.657)</u>	<u>1.507.960</u>	<u>-</u>	<u>(234.966)</u>	<u>2.750</u>	<u>1.275.744</u>
Depreciação							
Barragens.....	(666.659)	(10.108)	(676.767)	(10.097)	170.051	-	(516.813)
Edificações.....	(78.396)	(801)	(79.197)	(796)	-	1	(79.992)
Máquinas e Equipamentos.....	(521.523)	(1.074)	(522.597)	(11.123)	63.225	13	(470.482)
Veículos.....	(12.375)	(254)	(12.629)	(254)	56	(112)	(12.939)
Móveis e Utensílios.....	(3.467)	(80)	(3.547)	(78)	24	1	(3.600)
	<u>(1.282.420)</u>	<u>(12.317)</u>	<u>(1.294.737)</u>	<u>(22.348)</u>	<u>233.356</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.083.826)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.667	293.870	313.537	-	(43)	-	313.494
Depreciação.....	(18.583)	(197)	(18.780)	(357)	43	-	(19.094)
	<u>1.084</u>	<u>293.673</u>	<u>294.757</u>	<u>(357)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>294.400</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>234.281</u>	<u>273.699</u>	<u>507.980</u>	<u>(22.705)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>2.653</u>	<u>486.318</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>228.974</u>	<u>16.122</u>	<u>245.096</u>	<u>(51.279)</u>	<u>-</u>	<u>(2.655)</u>	<u>191.162</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>463.255</u>	<u>289.821</u>	<u>753.076</u>	<u>(73.984)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>(2)</u>	<u>677.480</u>

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

Os ativos administrativos e do apoio em geral são adquiridos prontos em sua maioria e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

Estes ativos da Companhia, que não contribuem diretamente na geração de caixa, estão registrados ao custo de aquisição, que no entendimento da Administração, é a melhor estimativa do seu valor justo.

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base na vida útil regulatória dos bens, estabelecida pela ANEEL na Resolução ANEEL 674, de 11 de agosto de 2015. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

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

- Custo Atribuído (*Deemed Cost*)

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

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

18. INTANGÍVEL

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Custo		
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	30.811	31.516
Aquisições.....	17.625	17.625
Baixas.....	(77)	(77)
Outros	(8)	(335)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	48.351	48.729
Amortização e perdas por redução do valor recuperável		
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(3.643)	(3.643)
Amortização do período.....	(2.078)	(2.078)
Baixas.....	66	66
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	(5.655)	(5.655)
Em 31 de Dezembro de 2017	27.168	27.545
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	42.696	43.074

É composto pelos gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente por um período de 5 anos.

19. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Encargos de Uso da Rede	5.925	6.292	5.925	6.292
Suprimento de Energia Elétrica.....	7.581	7.289	7.581	7.289
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	1.361	-	1.361
Risco Hidrológico - GSF.....	80.610	187.314	80.610	187.314
Materiais e Serviços	29.503	18.304	47.560	67.213
Retenção Contratual	13.578	22.542	13.578	22.542
	137.197	243.102	155.254	292.011

Em 2017, nos meses de abril e setembro, 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 CCEE, totalizando o montante de R\$ 187.314 contabilizados naquele exercício.

20. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Provisão para Férias, 13 ^o Salário, Gratificações e Encargos Sociais	30.514	28.044	30.526	28.057
Retenções sobre a Folha de Pagamento	4.958	4.373	4.958	4.373
Prêmio Assiduidade	289	309	289	309
	<u>35.761</u>	<u>32.726</u>	<u>35.773</u>	<u>32.739</u>

O valor de R\$4.958 (R\$4.373 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

21. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	69	42	69	42
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	4.517	5.662	6.337	8.196
Contribuição p/Financiamento da Seguridade Social - COFINS	5.511	7.072	5.511	7.095
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS/PASEP	-	1.517	-	1.517
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.633	1.770	1.633	1.770
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	11.459	2.001	11.477	2.463
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL.....	-	-	665	-
Outros	4.250	4.337	4.287	5.621
	<u>27.439</u>	<u>22.401</u>	<u>29.979</u>	<u>26.704</u>
NÃO CIRCULANTE				
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL.....	-	-	6.528	7.096
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6.528</u>	<u>7.096</u>

22. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

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

CREDOR	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					<u>-</u>	<u>6.720</u>	<u>43.687</u>	<u>50.407</u>
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	3.570	11.738	199.547	214.855
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2037	01	5	16.951	305.125	322.081
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					<u>3.575</u>	<u>28.689</u>	<u>504.672</u>	<u>536.936</u>
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					<u>3.575</u>	<u>35.409</u>	<u>548.359</u>	<u>587.343</u>
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					<u>3.575</u>	<u>35.409</u>	<u>548.359</u>	<u>587.343</u>

CREDOR	CONTROLADORA/CONSOLIDADO							
	31/12/2017							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Circulante		Não circulante	Total
Encargos					Principal			
MOEDA NACIONAL								
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.691	50.175	56.866
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	6.691	50.175	56.866
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	2.678	9.428	148.439	160.545
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2037	01	-	9.427	179.116	188.543
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					2.678	18.855	327.555	349.088
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					2.678	25.546	377.730	405.954
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					2.678	25.546	377.730	405.954

22.2. 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 2017.....	6.691	50.175	21.533	327.555	405.954
Ingressos.....	-	-	-	145.933	145.933
Encargos.....	3.913	-	16.978	-	20.891
Variação Monetária.....	-	-	3.245	60.111	63.356
Transferências.....	6.727	(6.727)	28.927	(28.927)	-
Taxa Administração.....	-	239	-	-	239
Amortizações de Principal.....	(6.698)	-	(22.413)	-	(29.111)
Amortizações de Encargos	(3.913)	-	(16.006)	-	(19.919)
Saldos em 31 de Dezembro 2018.....	6.720	43.687	32.264	504.672	587.343

22.3. 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.

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

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

22.4. 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 2018, não houveram 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.

22.5. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PRINCIPAL				
2018	-	24.428	-	24.428
2019	38.964	24.428	38.964	24.428
2020	74.804	24.428	74.804	24.428
2021	72.874	24.428	72.874	24.428
Após 2021	361.717	280.018	361.717	280.018
	<u>548.359</u>	<u>377.730</u>	<u>548.359</u>	<u>377.730</u>

22.6. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Dólar US\$	78,00%	85,99%	78,00%	76,85%
TJLP	22,00%	14,01%	22,00%	23,15%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

23. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

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

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	215	349	215	349
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	35 34.814	44.693	34.814	44.693
Contrato 1254/95 - Plano Único	35 3.012	1.737	3.012	1.737
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	35 46.356	61.188	46.356	61.188
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	35 2.811	1.620	2.811	1.620
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	50.147	86.528	50.147	86.528
	<u>137.355</u>	<u>196.115</u>	<u>137.355</u>	<u>196.115</u>
NÃO CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	2.019	1.957	2.019	1.957
Provisão Plano Único	79.440	39.550	79.440	39.550
Contrato 1254/95 - Plano Único	32.569	34.490	32.569	34.490
Provisão Plano CEEEPREV	614.772	429.379	614.772	429.379
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	34.909	36.968	34.909	36.968
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	179.404	162.552	179.404	162.552
	<u>943.113</u>	<u>704.896</u>	<u>943.113</u>	<u>704.896</u>
Total	<u>1.080.468</u>	<u>901.011</u>	<u>1.080.468</u>	<u>901.011</u>

23.1. 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.

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

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

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

23.3. 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 do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “O resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção contributiva em relação às contribuições normais vigentes no período em que for apurado o resultado, estabelecendo-se os montantes de cobertura atribuíveis aos patrocinadores, de um lado, e aos participantes e assistidos, de outro, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios 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. Nessa esteira, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

23.6. Resultado da Avaliação Atuarial

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

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL

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

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

	2018			2017						
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.004.297)	-	-	(1.352.425)	(2.356.723)	(908.731)	-	-	(1.310.004)	(2.218.734)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(1.011.089)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final 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)
Estatuto do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

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

23.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEP/REVB BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEP/REVB BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO										
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(1.011.089)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	144.860	-	-	-	144.860	116.009	-	-	-	116.009
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)
MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO										
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)	(131.212)	(2.304)	(276.927)	(497.865)	(908.308)
Pagamentos para o plano	30.039	215	50.148	44.606	125.008	40.584	202	49.364	10.277	100.426
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(47.704)	82	(3.369)	(155.659)	(206.650)	(13.745)	34	6.129	17.954	10.371
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(11.186)	(222)	(27.249)	(58.566)	(97.223)	(11.636)	(241)	(27.645)	(58.048)	(97.570)
Passivo referente ao Benefício Definido	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)
COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO										
	2018				2019 - Estimado					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEP/REVB BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEP/REVB BD	Total
Custo do serviço corrente líquido	(1.111)	-	-	5.098	3.987	(661)	-	-	6.398	5.738
Custo de juros	60.460	222	27.249	186.204	274.136	52.729	189	17.896	179.420	250.235
Retorno esperado dos ativos dos planos	(48.163)	-	-	(132.737)	(180.900)	(41.150)	-	-	(118.144)	(159.295)
Total da despesa do exercício	11.186	222	27.249	58.566	97.223	10.918	189	17.896	67.675	96.678
AIUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES										
	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEP/REVB BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEP/REVB BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(276.085)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.746)	(262.941)	(1.537)	(65.236)	(176.004)	(505.118)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(47.704)	(82)	(3.369)	(155.659)	(206.650)	(13.745)	34	6.129	17.954	10.372
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício	(323.790)	(1.586)	(62.476)	(313.708)	(701.560)	(276.086)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.746)

23.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

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

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE A OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV	TOTAL
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	57.208	105.011	7.367	102.592	167.272
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários	12.325	N/A	N/A	16.903	29.229
Alteração na tábua de mortalidade geral	38.708	N/A	N/A	72.909	111.616
Alteração na tábua de mortalidade de inválidos	1.664	N/A	N/A	5.172	6.836
Reconhecimento do desconto dos ex-autárquios	N/A	N/A	(9.166)	N/A	(9.166)
Experiência da população	37.321	(187.312)	5.168	(50.519)	(8.218)
Alteração no fator de capacidade	219	N/A	-	19.523	19.742
Total das perdas / (ganhos)apuradas no exercício	<u>147.445</u>	<u>(82.301)</u>	<u>3.369</u>	<u>166.580</u>	<u>317.311</u>

24. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Conta de Desenv. Energético - Quota da CDE	12.314	21.816	12.314	21.816
RGR - Conta de Fornecedor a Pagar	279	-	279	
Recursos P&D	46.059	43.304	46.059	43.304
Recursos FNDCT	740	844	740	844
Recursos MME	370	422	370	422
	<u>59.762</u>	<u>66.386</u>	<u>59.762</u>	<u>66.386</u>
NÃO CIRCULANTE				
Recursos P&D	14.371	9.563	14.371	9.563
	<u>14.371</u>	<u>9.563</u>	<u>14.371</u>	<u>9.563</u>

24.1. 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\$9.555 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.

25. 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							
	31/12/2018				31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	139.615	77.121	5.067	221.803	117.209	82.681	586	200.476
Riscos Possíveis	42.755	3.882	66	46.703	235.965	35.895	745	272.605
	<u>182.370</u>	<u>81.003</u>	<u>5.133</u>	<u>268.506</u>	<u>353.174</u>	<u>118.576</u>	<u>1.331</u>	<u>473.081</u>

25.1. 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			
	31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão.....	36.708	440	-	37.148
Passivo não circulante				
Saldo da provisão.....	102.907	76.681	5.067	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
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
	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão.....	17.780	2.371	-	20.151
Passivo não circulante				
Saldo da provisão.....	99.429	80.310	586	180.325
Subtotal Riscos Prováveis	117.209	82.681	586	200.476
(-) Depósitos judiciais.....	(33.513)	(20)	(15)	(33.548)
Total não circulante	65.916	80.291	571	146.778
Total geral	83.696	82.662	571	166.929

25.2. Movimentação da provisão para contingências

	CONTROLADORA			
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2017	83.696	82.662	571	166.929
(+) Novos Ingressos	64.730	9.678	4.358	78.766
(-) Pagamentos	(26.605)	(5.886)	-	(32.491)
(-) Montantes Revertidos	(29.673)	(25.948)	(55)	(55.676)
(+) Atualização Monetária	13.954	16.596	179	30.729
(+/-) Montantes Depositados	(1.253)	(38)	-	(1.291)
(=) Saldo Final Dezembro/2018	104.849	77.064	5.053	186.966

	CONSOLIDADO			
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2017	83.696	82.662	571	166.929
(+) Novos Ingressos	67.451	9.678	4.358	81.487
(-) Pagamentos	(26.605)	(5.886)	-	(32.491)
(-) Montantes Revertidos	(29.673)	(25.948)	(55)	(55.676)
(+) Atualização Monetária	13.954	16.596	179	30.729
(+/-) Montantes Depositados	(1.253)	(38)	-	(1.291)
(=) Saldo Final Dezembro/2018	107.570	77.064	5.053	189.687

25.3. Natureza das ações

25.3.1. Trabalhistas

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

25.3.2. 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.

25.3.3 Tributárias

O saldo provisionado de R\$5.053 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:

25.3.3.1. 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\$879.

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

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$37.135 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.

26. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Comp. Financ para Utilização de Recursos Hídricos	99	2.701	99	2.701
Obrigações com Obras da Transmissão	12.140	12.140	12.140	12.140
Acordo Judicial Trabalhista.....	267	160	267	160
Outros Credores	31.387	14.224	36.648	19.485
	<u>43.893</u>	<u>29.225</u>	<u>49.154</u>	<u>34.486</u>
NÃO CIRCULANTE				
Provisão Auto de Infração	4.903	4.697	4.903	4.697
Acordo Judicial Trabalhista.....	1.200	1.200	1.200	1.200
Comercialização de Energia na CCEE	47.281	43.961	47.281	43.961
Outros Credores	5.056	9.751	61.957	11.529
	<u>58.440</u>	<u>59.609</u>	<u>115.341</u>	<u>61.387</u>

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

O valor de R\$47.281 (R\$43.961 em 31 de dezembro de 2017) 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.

27. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

27.1. 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.

27.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Reconhecimento do Custo Atribuído	46.163	56.799	46.163	56.799
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para	161	3.267	161	3.267
Exclusão Temporária	39.425	32.768	39.425	32.768
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das	1.272.575	1.200.951	1.272.575	1.200.951
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	1.358.324	1.293.785	1.358.324	1.293.785
IR e CS (Alíquota 34%)	461.830	439.887	461.830	439.887
IR e CS (Redutor 30% - RIR/99, Art.510)	(133.840)	(126.173)	(133.840)	(126.173)
Total do Passivo Fiscal Diferido	<u>327.990</u>	<u>313.714</u>	<u>327.990</u>	<u>313.714</u>

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

O montante desse passivo fiscal diferido, referente a Imposto de Renda e Contribuição Social incidentes sobre a indenização da RBSE foi calculado à alíquota de 34%, líquido da redução de 30%, a título de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL, nos termos da legislação tributária. O valor reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2018, R\$ 327.990.

27.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

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

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT não foi incrementado no exercício de 2018.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	226.307	255.233	226.307	255.233
Provisão para Contingências Trabalhistas	104.849	117.209	104.849	117.209
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	77.676	62.188	77.676	62.188
Total das Diferenças Temporárias	408.832	434.630	408.832	434.630
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	139.003	147.774	139.003	147.774
Base Negativa da CSLL	228.080	343.185	228.080	343.185
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	20.527	30.887	20.527	30.887
Prejuízos Fiscais do IRPJ	574.792	689.897	574.792	689.897
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	143.698	172.474	143.698	172.474
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	164.225	203.361	164.225	203.361
Crédito Fiscal não Reconhecido.....	(232.833)	(280.740)	(232.833)	(280.740)
Saldo Contábil.....	70.395	70.395	70.395	70.395
Saldo Contábil Diferenças Temporárias.....	42.061	42.061	42.061	42.061
Saldo Contábil Crédito Fiscal s/PF do IRPJ e BN da CSLL	28.334	28.334	28.334	28.334
Saldo Contábil Total.....	70.395	70.395	70.395	70.395

27.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Débitos Tributários Diferidos.....	327.990	313.714	327.990	313.714
Créditos Tributários Diferidos.....	(70.395)	(70.395)	(70.395)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	257.595	243.319	257.595	243.319

27.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia, com base em estudo técnico que 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 2018. 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Exercício de 2018.....	-	39.542	-	39.542
Exercício de 2019.....	49.413	32.950	49.413	32.950
Exercício de 2020.....	44.530	29.553	44.530	29.553
Exercício de 2021.....	43.289	27.687	43.289	27.687
Exercício de 2022.....	50.566	47.483	50.566	47.483
Exercício de 2023.....	32.687	49.522	32.687	49.522
A partir do Exercício de 2024.....	37.110	16.582	37.110	16.582
	<u>257.595</u>	<u>243.319</u>	<u>257.595</u>	<u>243.319</u>

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

28.1. 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	
	31/12/2018						31/12/2017	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR.....	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92	6.381.908	65,92
ELETOBRÁS.....	3.067.035	32,23	87.639	53,43	3.154.674	32,59	3.154.674	32,59
Ações Pulverizadas.....	33.528	0,35	20.622	12,57	54.150	0,56	54.150	0,56
Outros.....	35.348	0,37	54.666	33,33	90.014	0,93	90.014	0,93
	<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>9.680.746</u>	<u>100,00</u>

Ressalta-se que em 29 de abril de 2016, os acionistas aprovaram o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, nos termos do Art.12 da Lei nº 6.404/76, determinando que a totalidade das ações representativas do capital social da Companhia passa a ter a proporção de 40 (quarenta) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie, tornando-se o capital com a representatividade das ações, demonstradas na tabela acima.

28.2. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2018	31/12/2017
Varição líquida no valor justo por meio de outros resultados abrangentes.....	161	(3.267)
Custo atribuído dos Ativos de Geração.....	30.468	37.487
Perda Atuarial.....	(701.395)	(494.746)
Adoção CPC 47	181.312	-
	<u>(489.455)</u>	<u>(460.526)</u>

28.3. Reserva de Lucros

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

28.3.1. 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 2017 a Companhia destinou R\$ 20.415 para Reserva Legal.

28.3.2. Reserva Especial 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 totaliza o montante de R\$ 194.505.

28.3.3. Dividendos Não Distribuídos

Em 31 de dezembro de 2016 a Concessionária constitui o montante de R\$317.963 registrados a título de Reserva Especial de Dividendos Remanescentes à Disposição da AGO e em 2017 R\$286.173, totalizando um saldo de R\$ 604.136.

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

28.3.4. 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 2017 a Companhia destinou o montante de R\$ 40.832 para esta reserva.

28.4 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 6404/76, no valor de R\$1.153.687 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 e atualizada nos exercícios de 2010 em R\$10.728 e R\$44.889 em 01 de janeiro de 2012 perfazendo total de R\$1.209.304. No exercício de 2017 foram capitalizados R\$ 200.00 da Reserva de Incentivos Fiscais, restando um saldo de R\$ 1.009.304.

29. 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:

29.1. Básico

	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
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	17,91	17,91	17,91

	31/12/2017		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	388.386	6.694	395.080
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Lucro Líquido Básico e Diluído por Ação - R\$	40,81	40,81	40,81

29.2. Diluído

	31/12/2018	31/12/2017
Lucro/(Prejuízo) para as ações ordinárias.....	170.448	388.386
Lucro/(Prejuízo) para as ações preferenciais.....	2.938	6.694
	173.386	395.080
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\$	17,91	40,81

30. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Receita Bruta				
Suprimento de Energia Elétrica	334.181	324.441	334.474	325.983
Disponibilização do Sistema de Transmissão	427.873	396.987	428.226	397.166
Remuneração do Ativo Financeiro.....	205.476	117.447	230.513	129.614
Energia Elétrica de Curto Prazo	100.139	204.077	100.139	204.077
Receita de Construção	118.017	127.734	141.180	134.579
	1.185.687	1.170.686	1.234.533	1.191.419
Deduções da Receita				
PIS/COFINS	(111.267)	(87.178)	(111.415)	(87.230)
Quota RGR	(3.025)	(965)	(3.025)	(965)
Outros Encargos	(12.781)	(13.980)	(12.781)	(13.980)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(10.698)	(9.356)	(10.698)	(9.356)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(48.320)	(31.183)	(48.320)	(31.183)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hidr -CFURH	(21.775)	(28.706)	(21.775)	(28.706)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(3.087)	(2.773)	(3.087)	(2.773)
	(210.953)	(174.141)	(211.101)	(174.193)
Receita Operacional Líquida	974.734	996.545	1.023.432	1.017.226

30.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$334.181 (R\$324.441 em 31 de dezembro de 2017) 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.

30.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$427.874 (R\$396.987 em 31 de dezembro de 2017) refere-se às receitas derivadas da disponibilização do sistema de Conexão e do Sistema de Transmissão a terceiros.

30.3. Remuneração do Ativo Financeiro

O valor de R\$205.476 (R\$117.447 em 31 de dezembro de 2017) 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 à remuneração dos demais ativos.

31. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Energia Elétrica de Curto Prazo	(241)	(272.645)	(241)	(272.645)
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	(122.115)	(36.366)	(122.115)	(36.366)
Encargo de Uso do Sistema	(53.681)	(52.706)	(53.681)	(52.706)
	<u>(176.037)</u>	<u>(361.717)</u>	<u>(176.037)</u>	<u>(361.717)</u>

31.1. Energia Elétrica de Curto Prazo

O custo da energia de curto prazo totalizou R\$241 (R\$272.645 em 31 de dezembro de 2017) refere-se ao custo da energia de curto prazo, comercializada no âmbito da CCEE.

31.2. Energia Elétrica Comprada de Terceiros

Do montante de R\$122.115 (R\$36.366 em 31 de dezembro de 2017), R\$ 41,7 milhões refere-se à compra de Energia de ENERCAN, por determinação do acordo entre acionistas, R\$ 52 milhões às recontabilizações oriundas da CCEE e o restante aos contratos de compra de energia realizados com deságio no PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), com intuito de amortizar os saldos a pagar de GSF.

31.3. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$53.681 (R\$52.706 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

32. CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

32.1. Controladora

Os saldos compõem-se de:

	CUSTO DE OPERAÇÃO				DESPESAS COM VENDAS				DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS				OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS				TOTAL	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	
Pessoal e Administradores																		
Remuneração e Encargos	165.854	155.471	-	-	29.548	26.610	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195.402	182.081
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	72.758	75.663	-	-	35.047	32.055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107.805	107.718
INSS - Empregador	30.896	27.901	-	-	4.983	4.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.879	32.520
Administradores	307	259	-	-	660	842	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	967	1.101
Subtotal Pessoal / Administradores	269.815	259.294	-	-	70.237	64.127	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	340.052	323.421
Empréstimo Fundação ELETROCEE	7.445	4.270	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.445	4.270
Total Pessoal e Administradores	277.260	263.564	-	-	70.237	64.127	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	347.497	327.691
Material	1.590	2.295	-	-	332	287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.922	2.582
Serviço de Terceiros	35.725	44.698	-	-	8.836	10.458	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.561	55.157
Depreciação e Amortização	21.073	21.804	-	-	2.820	3.019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.893	24.823
Custo de Construção	118.017	127.734	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	118.017	127.734
Arrendamento e Aluguéis	5.936	5.769	-	-	233	243	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.169	6.012
Seguros	3	3	-	-	200	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	203	35
Tributos	2.008	1.373	-	-	824	3.938	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.832	5.311
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(26)	11.271	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	11.271
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.796	28.518
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.098)	4.643
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.481	(3.543)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.655	9.007
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	4.438
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.030)	6.028
Outros	23	17	-	-	354	510	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.733)	1.781
TOTAL	461.635	467.257	(26)	11.271	83.836	82.614	(26)	11.271	88.903	48.903	50.345	594.348	611.487					

32. 2. Consolidado

Os saldos compõem-se de:

	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	165.854	155.471	-	-	29.548	26.610	-	-	195.401	182.081
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	72.758	75.663	-	-	35.047	32.055	-	-	107.804	107.718
INSS - Empregador	30.896	27.901	-	-	4.983	4.620	-	-	35.878	32.520
Administradores	307	259	-	-	1.110	842	-	-	1.416	1.101
Subtotal Pessoal / Administradores	269.815	259.294	-	-	70.687	64.127	-	-	340.502	323.421
Empréstimo Fundação ELETROCEEE	7.445	4.270	-	-	-	-	-	-	7.445	4.270
Total Pessoal e Administradores	277.260	263.564	-	-	70.687	64.127	-	-	347.946	327.691
Material	1.590	2.295	-	-	332	287	-	-	1.923	2.582
Serviço de Terceiros	36.227	44.698	-	-	9.703	10.458	-	-	45.930	55.157
Depreciação e Amortização	21.073	21.804	-	-	2.820	3.019	-	-	23.892	24.823
Custo de Construção	161.176	134.579	-	-	-	-	-	-	161.176	134.579
Arrendamento e Aluguéis	5.936	5.769	-	-	233	243	-	-	6.169	6.012
Seguros	3	3	-	-	222	32	-	-	225	35
Tributos	2.008	1.373	-	-	870	3.938	-	-	2.880	5.311
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(26)	11.271	-	-	-	-	(26)	11.271
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	50.796	28.518	50.796	28.518
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	(1.098)	4.643	(1,098)	4,643
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	1,481	(3,543)	1,481	(3,543)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	1,655	9,007	1,655	9,007
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	209	4,438	209	4,438
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	(2,030)	6,028	(2,030)	7,379
Outros	3.201	15	-	-	596	510	-	-	2.125	46.374
TOTAL	508.474	474.102	(26)	11.271	85.463	83.965	49.340	94.940	643.255	664.278

33. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
OUTRAS RECEITAS				
Ganho nas Alienações	1.826	2.331	1.826	2.331
Receita de Prestação de Serviços	11.594	17.069	11.594	17.069
Reversão Perda de Provisão do Ativo Financeiro.....	-	299.248	-	299.248
Contrato Etau.....	-	-	-	785
Outras	865	785	865	-
	<u>14.285</u>	<u>319.433</u>	<u>14.285</u>	<u>319.433</u>
OUTRAS DESPESAS				
Perdas na Alienação e Desat. de Bens e Direitos	(6.852)	-	(6.852)	-
Outras	2.254	(91)	2.254	(91)
	<u>(4.598)</u>	<u>(91)</u>	<u>(4.598)</u>	<u>(91)</u>

34. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITAS FINANCEIRAS				
Renda de Aplicações Financeiras.....	22.195	38.299	22.433	38.424
Receitas Financeiras com Parcelamentos	8.193	2.070	8.193	2.070
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos.	104.352	39.581	104.352	39.581
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais.....	4.476	4.416	4.476	4.416
Atualização das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	27.385	11.629	27.385	11.629
Outras Receitas Financeiras	4.375	3.096	4.375	3.096
Total Receita Financeira	<u>170.976</u>	<u>99.091</u>	<u>171.214</u>	<u>99.216</u>
DESPESAS FINANCEIRAS				
Encargos de Dívidas	(20.873)	(20.760)	(21.063)	(23.116)
Despesas Financeiras com P&D	(3.284)	(5.594)	(3.284)	(5.594)
Despesa Financeira com Tributos.....	(2.536)	(4.538)	(2.536)	(4.538)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos.	(177.703)	(35.995)	(177.703)	(35.995)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notif.....	(301)	(896)	(301)	(896)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(12.654)	(499)	(12.654)	(499)
Despesa Financeira Recontabilização CCEE.....	(34.241)	-	(34.241)	-
Outras Despesas Financeiras	(1.357)	(22.328)	(1.426)	(22.947)
Total Despesa Financeira	<u>(252.950)</u>	<u>(90.610)</u>	<u>(253.209)</u>	<u>(93.585)</u>
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	<u>(81.974)</u>	<u>8.481</u>	<u>(81.995)</u>	<u>5.631</u>

35. 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 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	31/12/2018		31/12/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	222.603	222.603	391.144	391.144
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	23.373	14.024	41.071	24.643
IRPJ - Adicional de 10%	15.558	-	27.356	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	38.931	14.024	68.427	24.643
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	34.885	12.558	9.910	3.568
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	(7.344)	(2.644)	13.965	5.027
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	649	234	2.320	835
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes.....	-	-	(69.430)	(24.995)
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações ...	67.121	24.172	25.192	9.078
Incentivo PAT = 4%.....	(1.611)	-	(605)	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(359)	-	(91)	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	65.151	24.172	24.496	9.078
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(29.106)	(10.478)	(9.390)	(3.380)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(384)	(138)	(639)	(230)
Total IRPJ e CSLL PERT.....	-	-	(17.552)	(6.319)
IR CS Diferidos	(29.490)	(10.616)	(27.581)	(9.929)
Total IRPJ e CSLL	35.661	13.556	(3.085)	(851)

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 2018 a despesa de R\$91, referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social.

36. 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.

36.1. Balanço Patrimonial

36.1.1. Ativo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017
ATIVO	1.664.181	1.490.917	3.604.973	3.369.147	(266.533)	(215.540)	5.002.621	4.644.524
CIRCULANTE	440.346	518.319	1.229.811	764.952	(266.533)	(215.540)	1.403.624	1.067.731
Caixa e Equivalentes de Caixa	181.773	279.711	423	1.865	-	-	182.196	281.576
Investimentos em Títulos do Governo.....	25.088	37.150	77.646	98.435	-	-	102.734	135.585
Concessionárias e Permissionárias.....	19.833	91.609	81.500	98.645	-	-	101.333	190.254
Tributos a Recuperar.....	14.347	56.179	7.770	(705)	-	-	22.117	55.474
Estoques.....	14.483	6.608	13.026	9.399	-	-	27.509	16.007
Ativo Financeiro da Concessão.....	6.106	3.754	110.784	85.387	-	-	116.890	89.141
RBSE.....	-	-	282.770	224.471	-	-	282.770	224.471
Pagamentos Antecipados.....	443	-	632	1.255	-	-	1.075	1.255
Investimentos Mantidos para Venda.....	110.721	-	334.846	-	-	-	445.567	-
Outros Créditos a Receber.....	67.552	43.308	320.415	246.200	(266.533)	(215.540)	121.434	73.968
NÃO CIRCULANTE	1.223.835	972.598	2.375.162	2.604.195	-	-	3.598.997	3.576.793
Tributos a Recuperar	6	5	-	-	-	-	6	5
Aplicações Financeiras.....	9	9	-	-	-	-	9	9
Depósitos Judiciais	18.898	15.241	26.824	25.507	-	-	45.722	40.748
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.....	7.037	52.526	71.031	127.932	-	-	78.068	180.458
Ativo Financeiro da Concessão.....	130.331	92.872	642.093	607.300	-	-	772.424	700.172
RBSE.....	-	-	1.412.735	1.399.409	-	-	1.412.735	1.399.409
Bens e Direitos Dest. a Alienação e Bens de Renda....	1.709	1.709	395	385	-	-	2.104	2.094
Outros Créditos a Receber.....	371.615	73.864	5.636	1.259	-	-	377.251	75.123
Investimentos.....	184.983	221.902	140.082	366.117	-	-	325.065	588.019
Imobilizado.....	468.004	488.475	74.913	75.113	-	-	542.917	563.588
Intangível.....	41.243	25.995	1.453	1.173	-	-	42.696	27.168

36.1.2. Passivo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017	30/12/2018	31/12/2017
PASSIVO	1.664.181	1.490.917	3.604.973	3.369.147	(266.533)	(215.540)	5.002.621	4.644.524
CIRCULANTE	486.659	574.681	438.218	419.189	(266.533)	(215.540)	658.344	778.330
Fornecedores.....	109.915	209.216	27.282	33.886	-	-	137.197	243.102
Obrigações Trabalhistas.....	(1.867)	4.950	37.628	27.776	-	-	35.761	32.726
Obrigações Fiscais.....	928	8.382	26.511	14.019	-	-	27.439	22.401
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	10.752	7.050	28.232	21.174	-	-	38.984	28.224
Provisão para Benefícios a Empregados.....	62.379	99.740	74.976	96.375	-	-	137.355	196.115
Obrigações da Concessão.....	18.574	17.626	41.188	48.760	-	-	59.762	66.386
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	8.938	4.735	28.210	15.416	-	-	37.148	20.151
Outros Passivos.....	277.040	222.085	33.385	22.680	(266.533)	(215.540)	43.892	29.225
Dividendos Obrigatórios.....	-	896	140.806	139.104	-	-	140.806	140.000
NÃO CIRCULANTE	804.535	646.548	1.167.162	895.347	-	-	1.971.697	1.541.895
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	132.132	77.730	416.227	300.000	-	-	548.359	377.730
Provisão para Benefícios a Empregados.....	508.894	408.916	439.219	295.980	-	-	943.113	704.896
Provisão para Cont. Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	102.866	96.059	46.952	50.719	-	-	149.818	146.778
Obrigações da Concessão.....	6.060	4.332	8.311	5.231	-	-	14.371	9.563
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos.....	4.154	3.707	253.441	239.612	-	-	257.595	243.319
Outros Passivos.....	55.428	55.804	3.013	3.805	-	-	58.441	59.609
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	372.988	269.688	1.999.592	2.054.611	-	-	2.372.580	2.324.299
Capital Social	97.790	65.739	817.843	522.708	-	-	915.633	588.447
Outros Resultados Abrangentes	(193.964)	189.893	(293.499)	(650.418)	-	-	(487.463)	(460.526)
Reserva Legal.....	7.575	130	23.601	20.285	-	-	31.176	20.415
Reserva Estatutária.....	15.153	261	47.202	40.571	-	-	62.354	40.832
Reserva Especial - Dividendo Não Distribuído.....	139.273	3.866	702.303	600.270	-	-	841.576	604.136
Reserva de Incentivos Fiscais	307.160	6.460	702.144	1.002.844	-	-	1.009.304	1.009.304
Lucros (Prejuízos) Acumulados	0	-	(0)	-	-	-	-	-

36.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	419.525	474.835	555.209	521.712	-	-	974.734	996.545
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(321.731)	(477.603)	(315.941)	(351.371)	-	-	(637.672)	(828.974)
Custo com Energia Elétrica	(176.037)	(361.717)	-	-	-	-	(176.037)	(361.717)
Custo de Operação	(145.694)	(115.887)	(315.941)	(351.371)	-	-	(461.635)	(467.257)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO	97.794	(2.768)	239.268	170.341	-	-	337.062	167.571
Despesas Operacionais	(58.363)	(70.436)	(74.350)	(73.795)	-	-	(132.713)	(144.230)
Despesas com Vendas	(3.224)	(930)	3.250	(10.341)	-	-	26	(11.271)
Despesas Gerais e Administrativas	(41.918)	(41.307)	(41.918)	(41.307)	-	-	(83.836)	(82.614)
Outras Despesas Operacionais.....	(13.221)	(28.198)	(35.682)	(22.147)	-	-	(48.903)	(50.345)
Outras Receitas.....	6.945	6.543	7.340	312.890	-	-	14.285	319.433
Outras Despesas.....	(34)	(485)	(4.564)	393	-	-	(4.598)	(92)
RESULTADO DO SERVIÇO	46.342	(67.146)	167.694	409.828	-	-	214.036	342.683
Resultado de Participações Societárias	77.805	75.442	12.736	(35.462)	-	-	90.541	39.980
Receita(Despesa) Financeira	(28.330)	24.652	(53.644)	(16.171)	-	-	(81.974)	8.481
RESULTADO ANTES DO IR E CS	95.817	32.946	126.786	358.195	-	-	222.603	391.144
Imposto de Renda Corrente	(7.693)	-	(57.458)	(24.496)	-	-	(65.151)	(24.496)
Imposto de Renda Diferido.....	105	7.994	29.385	19.586	-	-	29.490	27.580
Contribuição Social Corrente	(3.391)	-	(20.781)	(9.078)	-	-	(24.172)	(9.078)
Contribuição Social Diferido.....	38	2.878	10.578	7.052	-	-	10.616	9.929
PREJUÍZO DO PERÍODO	84.876	43.818	88.510	351.260	-	-	173.386	395.080
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$.....	0,22	0,16	0,08	0,12	-	-	0,30	0,28
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$.....	0,22	0,16	0,08	0,12	-	-	0,30	0,28

37. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONTROLADORA					Total
		31/12/2018					
		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	181.036	-	-	-	-	181.036
Concessionárias e Permissionárias	6	-	2.160	-	-	-	2.160
Cedência de funcionários	9	303	58	-	-	-	361
Conta Gráfica	9	-	2.437	-	-	-	2.437
Mútuo CEEE-D.....	9	-	373.240	-	-	-	373.240
		181.339	377.897	-	-	-	559.235
Passivo							
Contribuição Patrocinadora	23	-	-	-	81.500	-	81.500
Empréstimo circulante	23	-	-	-	5.823	-	5.823
Empréstimo não circulante	23	-	-	-	67.479	-	67.479
		-	-	-	154.802	-	154.802
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	11.750	11.750
Suprimento de Energia Elétrica		-	1.737	-	-	-	1.737
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	105.297	-	-	-	105.297
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(6.544)	-	(6.544)
Receita financeira		18.579	3.594	-	-	-	22.173
		18.579	110.628	-	(6.544)	11.750	134.413

31/12/2017							
	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	279.496	-	-	-	-	279.496
Concessionárias e Permissionárias	6	-	2.756	-	-	-	2.756
Cedência de funcionários	9	236	59	-	-	-	295
Conta Gráfica	9	-	5.802	-	-	-	5.802
Mútuos CEEE-D	9	-	70.959	-	-	-	70.959
		279.732	79.576	-	-	-	359.308
Passivo							
Contribuição Patrocinadora	23	-	-	-	115.063	-	115.063
Empréstimo circulante	23	-	-	-	3.357	-	3.357
Empréstimo não circulante	23	-	-	-	71.458	-	71.458
		-	-	-	189.878	-	189.878
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	16.473	16.473
Suprimento de Energia Elétrica		-	2.248	-	-	-	2.248
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	74.740	-	-	-	74.740
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(8.190)	-	(8.190)
Receita financeira		2.704	34.683	-	-	-	37.387
		2.704	111.671	-	(8.190)	7.503	122.658

37.1. 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 Fiscal e do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$976 (R\$1.791 em 31 de dezembro de 2017), contando com 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.

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							
	31/12/2018				31/12/2017			
	Remuneração Honorário	Encargos	Benefícios	Total	Remuneração Honorário	Encargos	Benefícios	Total
Diretoria	354	104	29	486	1.253	114	22	1.389
Conselho de Administração	274	55	-	329	227	45	-	272
Conselho Fiscal	135	27	-	162	110	21	-	131
Total	763	184	29	976	1.590	181	22	1.791

38. 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	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ativos Financeiros					
Mensurados a Custo Amortizado					
Numerário Disponível		1.161	2.080	1.632	4.981
Concessionárias e Permissionárias	6	101.333	190.254	101.551	190.681
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado					
SIAC/BANRISUL		181.035	279.496	184.969	280.352
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.623.880	1.695.505	1.623.880
Mensurados a Valor Justo por Meio de Outro Resultado Abrangente					
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	102.734	135.585	102.734	135.585
		<u>2.081.765</u>	<u>2.231.295</u>	<u>2.086.388</u>	<u>2.235.479</u>
Passivos Financeiros					
Mensurados ao Custo Amortizado					
Fornecedores	19	137.197	243.102	155.254	292.011
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	587.343	405.954	587.343	405.954
TOTAL		<u>724.540</u>	<u>649.056</u>	<u>742.597</u>	<u>697.965</u>

38.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

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

As contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$200.360.

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

38.1.1. 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 Intermediárias foi:

	Nota	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.195	2.080	186.600	4.981
Concessionárias e Permissionárias	6	101.333	279.496	101.551	280.352
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	135.585	102.734	135.585
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.623.880	1.695.505	1.623.880
TOTAL		<u>2.081.765</u>	<u>2.041.041</u>	<u>2.086.388</u>	<u>2.044.798</u>

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

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

O 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 distribuidora 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 derivativos.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

38.1.2. 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 cinco anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

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

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

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

38.1.3. 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.

38.1.4. 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 31/12/2018 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,87 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 31/03/2019, correspondente ao dólar a R\$3,80. 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 31/12/2018	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	536.936	499.350	624.188	749.026
Passivo Líquido Exposto	536.936	499.350	624.188	749.026
Efeito Líquido da Variação Cambial			124.838	249.675

38.1.5. 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.

	Nota	CONTROLADORA				
		Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	182.195	182.195	-	-	-
Concessionárias e Permissonárias	0	101.333	101.333	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734	-	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	282.770	211.938	635.814	564.983
		2.081.765	669.030	211.938	635.814	564.983
Passivos Financeiros						
Fornecedores	19	137.197	137.197	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	1.136.508	82.684	81.534	229.581	742.709
		1.273.705	219.881	81.534	229.581	742.709
CONSOLIDADO						
	Nota	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	186.600	186.600	-	-	-
Concessionárias e Permissonárias	6	101.551	101.551	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734	-	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	282.770	211.938	635.814	564.983
		2.086.388	673.653	211.938	635.814	564.983
Passivos Financeiros						
Fornecedores	19	155.254	155.254	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	22	1.136.508	82.684	81.534	229.581	742.709
		1.291.762	237.938	81.534	229.581	742.709

38.1.6. 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 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	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Endividamento					
Empréstimos e Financiamentos	22	587.343	405.954	587.343	405.954
Caixa e equivalentes de caixa	5	(182.195)	(2.080)	(186.600)	(285.333)
Investimento em Títulos do Governo	10	(102.734)	(135.585)	(102.734)	(135.585)
Dívida Líquida		<u>302.414</u>	<u>268.289</u>	<u>298.009</u>	<u>(14.964)</u>
Patrimônio Líquido		<u>2.510.588</u>	<u>2.324.299</u>	<u>2.527.365</u>	<u>2.338.614</u>
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>0,12</u>	<u>(0,01)</u>

38.1.7. 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 31/12/2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2018. 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 31/12/2018	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	22	TJLP				
BNDDES			50.407	72.687	62.887	82.488
Exposição Líquida			<u>(50.407)</u>	<u>(72.687)</u>	<u>(62.887)</u>	<u>(82.488)</u>
Efeito esperado no Resultado				<u>(22.280)</u>	<u>9.800</u>	<u>(19.601)</u>

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

38.1.8. 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	182.195	182.195
Concessionárias e Permissionárias.....	0	101.333	101.333
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.695.505
		<u>2.081.765</u>	<u>2.081.765</u>
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	19	137.197	137.197
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	22	587.343	1.136.508
		<u>724.540</u>	<u>1.273.705</u>
CONSOLIDADO			
	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	186.600	186.600
Concessionárias e Permissionárias.....	0	101.551	101.551
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734
Ativo de Concessão - Financeiro	13	1.695.505	1.695.505
		<u>2.086.388</u>	<u>2.086.388</u>
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	19	155.254	155.254
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	22	587.343	1.136.508
		<u>742.597</u>	<u>1.291.762</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.

38.1.9. 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 31/12/2018	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	181.035	-	181.035	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	102.734	102.734	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	1.695.505	-	-	1.695.505
	<u>1.979.273</u>	<u>102.733</u>	<u>282.368</u>	<u>1.695.505</u>
	CONSOLIDADO			
	Valor contábil 31/12/2018	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
SIAC/BANRISUL.....	184.969	-	184.969	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	102.734	102.734	-	-
Ativo de Concessão - Financeiro	1.695.505	-	-	1.695.505
	<u>1.983.207</u>	<u>102.733</u>	<u>184.969</u>	<u>1.695.505</u>

38.1.10. 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.

38.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

38.2.1. 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.

38.2.2. Riscos Ambientais

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

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

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

39. 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 13/04/2018 à 13/04/2019. O valor do ativo segurado na área de geração é de R\$101.247 e o valor do prêmio é de R\$101 no segmento de transmissão o valor do ativo segurado é de R\$244.574 e o valor do prêmio é de R\$245.

40. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

40.1. Reajuste Tarifário – Geração

A Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018, reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013. A RAG homologada é de R\$ 115,2 para o período de 1º de julho de 2018 a 30 de junho de 2019. Os novos valores da RAG são oriundos do processo de revisão tarifária realizada para o ciclo 2018-2023 e contemplam os valores do Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), Ajustes de Indisponibilidade ou Desempenho Apurados (Ajl), Encargos de Conexão e Uso dos sistemas de Distribuição e Transmissão, além de Encargos como a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e os custos associados aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE), eventuais ajustes e a devida atualização monetária. Entre as mudanças instituídas nesta revisão, destaca-se a inclusão na composição da GAG dos Custos de Capital por Investimentos em Melhorias (GAGMel), o que representa uma receita adicional pré-determinada para execução dos investimentos necessários para manutenção da vida útil das instalações até o final do contrato de concessão. Essa inclusão acaba com a necessidade de submissão prévia à ANEEL dos planos de investimentos e garante um fluxo de receitas futuro, gerando previsibilidade para a execução das melhorias nas instalações.

40.2. Reajuste Tarifário - Transmissão

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

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

Cézar Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
Diretor

Elisangela Moura Rodrigues
Contadora CRCRS 6238

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas

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

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 2018 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 2018, 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.

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 Déficit Atuarial em Plano de Previdência (nota explicativa 21.6)

A Companhia é patrocinadora de um plano de previdência complementar na modalidade de Benefício definido. Em 31/12/2018 a companhia reconheceu provisão para complemento do déficit atuarial no montante de R\$ 144.860 mil, tendo sido estimada pela administração com auxílio de profissional independente. Consideramos como principal assunto de auditoria devido 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 patrocinadora, em conjunto com a gestora do Plano Único, a Fundação ELETROCEEE, vem buscando equacionamento do déficit atuarial acumulado conforme estabelecido pelas normas da Superintendência Nacional de Previdência Complementar, considerando o regime de paridade, estabelecido no regulamento do plano.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Verificamos, com o auxílio de 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 12)

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possuía registrado no ativo financeiro de concessão nos ativos circulante e não circulante nos montantes de R\$ 116.890 mil e R\$ 772.424 mil respectivamente. Esses ativos são recuperados com base na RAP – Receita Anual Permitida e 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 homologatórias 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 13)

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

Como nossa auditoria conduziu o assunto

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

Valores Correspondentes

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, encerradas em 31 de dezembro de 2017, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 22 de março de 2018, sem modificação na opinião.

Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 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 no Pronunciamento Técnico CPC 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 financeiras 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, 21 de março de 2019.

MACIEL AUDITORES S/S
2 CRC RS – 5.460/0-0 “T” SP
LUCIANO GOMES DOS SANTOS
Contador 1 CRC RS – 59.628/0-2
Sócio Responsável Técnico

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 - GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE GT relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
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 - 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 Maciel Auditores S/S relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-D referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Jorge Paglioli Jobim
Diretor

Daniel Vargas de Farias
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 2018, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Maciel Auditores 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.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Adriana Furlanetto
Presidente do Conselho Fiscal

Robson Luis Zinn
Conselheiro

Melissa Guagnini Hoffmann Custódio
Conselheira

Cristiane Zinelle Ferreira Lohmann
Conselheira

Leandro Sonne
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 2018, encerrado em 31 de dezembro de 2018, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Vera Inêz Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.

Everton Santos Oltramari
Conselheiro

Márcio Antônio Guedes Drummond
Conselheiro

Daniel Vargas de Farias
Conselheiro

Urbano Schmitt
Conselheiro

**Companhia Estadual de Distribuição
de Energia Elétrica
CEEE - D**



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS

DEZEMBRO 2018

Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	
Relatório de Administração	3
Demonstrações Financeiras	
Balanço Patrimonial	32
Demonstração dos Resultados	33
Demonstração dos Resultados Abrangentes	33
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	34
Demonstração dos Fluxos de Caixa	35
Demonstração dos Valores Adicionados	36
Notas Explicativas	
Notas Explicativas	37
Relatórios	
Relatório dos Auditores Independentes	98
Declaração dos Diretores	103
Parecer do Conselho Fiscal	105
Manifestação do Conselho de Administração	106

Senhoras e Senhores Acionistas

A Administração da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias Relatório de Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1 Mensagem da Administração

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

Entre as ações em destaque nesse ano estão a entrega de 09 (nove) obras de Expansão da Alta Tensão (subestações e linhas de transmissão), a continuação do projeto prioritário “Programa integrado de combate às perdas globais e recuperação de receita da CEEE-D”, e o comprometimento com 05 (cinco) indicadores de desempenho.

Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e a assertividade nos investimentos. Um dos projetos mais importantes para recuperação de receita da CEEE-D, o Programa integrado de combate às perdas globais, recuperou R\$ 105 milhões, superando a meta estabelecida para o período, que era de R\$ 84 milhões.

Além disso, a conclusão da maior subestação da área de concessão da Companhia, a Porto Alegre 7, trouxe importante melhoria na qualidade no fornecimento de energia para 110 mil clientes da área central da Capital gaúcha.

Em 2018, a Empresa obteve também ótimo desempenho dos indicadores técnicos DECI e FECI, que medem a duração e frequência individual das interrupções. Esses indicadores finalizaram 2018 abaixo do limite estabelecido para o período e próximos aos limites estabelecidos para 2019, que é dado de forma decrescente. Esses indicadores compõem os requisitos do Contrato de Concessão da Companhia e sua melhoria demonstra que estamos no caminho certo para a recuperação da Empresa.

Prova disso é o reflexo dessas ações na percepção e satisfação do cliente. De acordo com o Índice Aneel de Satisfação do Cliente (IASC) referente a 2018, a CEEE-D conquistou o 5º lugar entre todas as distribuidoras com mais de 400 mil unidades consumidoras.

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

2 Perfil da Empresa

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço Público de distribuição de energia elétrica na região sul-sudeste do Estado.

A CEEE-D 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 CEEE-D tem como objetivo projetar, construir e operar sistemas de distribuição de energia elétrica, prestar serviços de natureza pública e privada no setor, bem como explorar a respectiva infraestrutura para a prestação de outros serviços previstos em seu contrato de concessão.

A CEEE-D distribui energia elétrica em 72 dos 497 municípios do Estado, levando energia elétrica a mais de 4 milhões de pessoas, o que representa em torno de 34% dos consumidores do RS. Também atende 168 consumidores livres no Estado.

2.1 Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2018 está demonstrada na tabela 01.

Tabela 01

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D
 C.N.P.J. M.F. nº 08.467.115/0001-00

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL						
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		TOTAL	
	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%
CEEE-Par	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92
ELETOBRÁS	3.067.033	32,23	87.638	53,43	3.154.671	32,59
MUNICÍPIOS	33.351	0,34	50.708	30,92	84.059	0,87
CUSTÓDIA EM BOLSA - B3	34.924	0,37	22.964	14,00	57.888	0,60
OUTROS	603	0,01	1.617	0,99	2.220	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

Notas:

1 - Data base: 31/12/2018

2 - 306 Acionistas

2.1.1 Comportamento do preço das ações

De janeiro a dezembro de 2018, as ações ordinárias nominativas (ON) da Companhia foram negociadas em 18 dos 206 pregões do ano e as ações preferenciais nominativas (PN) em 34 dos 226 pregões do ano, no mercado à vista da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&F Bovespa). As ações ON e PN, respectivamente, fecharam cotadas na Bolsa, a R\$ 37,50 (trinta e sete reais e cinquenta centavos) e R\$ 38,00 (trinta e oito reais) o preço unitário, sendo negociadas por lotes de mil unidades.

As informações acima podem ser encontradas no “Resumo Mensal de Negociação” de dezembro de 2018, disponível no site da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa).

2.1.2 Atendimento aos acionistas

Coerente com a filosofia de postar-se diante do mercado como uma empresa transparente, moderna e aberta, a Companhia coloca à disposição dos seus acionistas a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, instalada na sua sede, sito av. Joaquim Porto Villanova, nº 201, prédio A1, sala 620, bairro Jardim Carvalho, na cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande de Sul, CEP 91-410-400.

A Companhia possui contrato de prestação de serviços de Escrituração de Ações com a Itaú Corretora, que possui canal exclusivo para atendimento aos acionistas conforme abaixo:

+55 11 3003-9285 (capitais e regiões metropolitanas)

0800 7209285 (demais localidades)

Em dias úteis das 9h às 18h.

Informações societárias estão disponíveis no site <http://ri.ceee.com.br>. Em caso de dúvidas ainda é disponibilizado o e-mail ri@ceee.com.br como contato, além de atendimento via telefone pelo número +55 51 3382-5715, em dias úteis das 9h às 17h.

2.1.3 Relações com o mercado

Em 2018, a Companhia realizou a Reunião Pública Anual com Investidores e Analistas do Mercado no dia 21/12/2018, a apresentação está disponível para download no site da CVM, B3 e de RI da Companhia.

2.2 Reconhecimentos

2.2.1 ESARH – Categoria Gestão de Pessoas

O Grupo CEEE conquistou, no Encontro Sul-americano de Recursos Humanos, realizado em Gramado (entre 14 e 16 de maio de 2018), o troféu na categoria Gestão de Pessoas. A Empresa ganhou destaque com o case “Capacitação de Instrutores Internos Convex”. O objetivo da iniciativa é reconhecer e incentivar as melhores práticas de Gestão de Pessoas e Responsabilidade Socioambiental. O diretor Administrativo, Giovani Francisco da Silva, representou o Grupo CEEE.

2.2.2 Prêmio Parceria Pela Vida

O grande destaque do prêmio Parceria Pela Vida, promovido pela Leal Equipamentos de Segurança, no ano de 2018 foi o Grupo CEEE. Projetos da empresa foram vencedores em três das quatro categorias do reconhecimento. Técnicos da Companhia receberam a distinção nas categorias “Case Concessionária”, “Foto e frase” e “Empresa Mais Engajada”. O prêmio busca disseminar a saúde e segurança do trabalho nas concessionárias do setor elétrico e operadoras de telefonia do Sul e Sudeste e de suas contratadas.

2.2.3 500 Maiores do Sul

No Prêmio Grandes & Líderes – 500 Maiores do Sul, edição 2018, o Grupo CEEE foi reconhecido pela Revista Amanhã como a 10ª maior empresa do Estado e a 29ª maior da região Sul. A Revista faz anualmente um ranking baseado em dados coletados no balanço financeiro das corporações. No ano anterior, a Companhia ocupava a 8ª colocação no Estado e a 12ª na região. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC.

3. Gestão e Governança Corporativa

3.1 Organização e Gestão

A CEEE-D recebeu, no ano de 2018, a confirmação da manutenção da certificação do seu Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ), com base na Norma ABNT NBR ISO 9001:2015. A recomendação ocorreu após a realização de auditoria externa realizada pela Fundação Vanzolini, confirmada pela Comissão Técnica do mesmo organismo de certificação.

A certificação ISO 9001 é uma exigência regulatória, em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 e aos Procedimentos de Distribuição do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

O Sistema de Gestão da Qualidade da CEEE-D possui cinco processos certificados, relacionados à coleta de dados e apuração de indicadores regulatórios, como continuidade do fornecimento de energia elétrica, padrões de atendimento comercial e qualidade do atendimento telefônico, além dos processos de tratamento de reclamações de consumidores e da avaliação técnica de equipamentos de medição de energia elétrica.

Após a implantação da nova versão da norma ISO 9001 e de mais um ciclo de auditoria, o Sistema de Gestão da Qualidade teve, como destaque, uma evidente evolução no controle de riscos e oportunidades, no monitoramento de processos e na gestão de terceiros. Essas melhorias resultaram em maior comprometimento, aumento da satisfação dos consumidores e na disseminação da cultura de gestão da qualidade na Empresa.

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

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

seu relacionamento com administradores, funcionários, prestadores de serviço e demais pessoas e entidades com as quais a Companhia se relacione.

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

3.2 Ética

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

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

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

O Comitê de Ética da D realizou 35 reuniões em 2018. Membros do Comitê também integram grupo de trabalho multidisciplinar criado pela Diretoria para revisão do atual Código de Ética.

No exercício de 2018, o Comitê de Ética da CEEE-D recebeu 34 denúncias e solicitações de orientação. E, em conjunto com o Comitê de Ética da CEEE-GT (com quem compõe a CEEE-Par), atuou em mais 14 denúncias e demandas comuns. O procedimento em relação às denúncias ou orientações inclui a análise preliminar, a averiguação de admissibilidade, a designação de relatoria, o encaminhamento da proposição, o retorno ao Comitê e a averiguação da conduta ética.

3.3 Governança Corporativa

A Companhia segue as melhores práticas de mercado, fazendo parte do Nível 1 de Governança Corporativa da B3 (Bolsa de Valores - antiga BM&FBovespa), onde estão listadas as empresas com reconhecida transparência com seus públicos.

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

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

3.4 Acordo de Resultados

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

- a) Indicadores de Desempenho;
- b) Projetos Prioritários para o ano de 2018; e
- c) Compromissos de Gestão.

Para o ano de 2018 a CEEE-D comprometeu-se com a entrega de 09 (nove) obras de Expansão da Alta Tensão (subestações e linhas de transmissão), com a continuação das ações do projeto prioritário “Programa integrado de combate às perdas globais e recuperação de receita da CEEE-D”, e com 05 (cinco) indicadores de desempenho. Os resultados alcançados (Quadro 01) confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos.

Ressalta-se o desempenho positivo do projeto prioritário “Programa integrado de combate às perdas globais e recuperação de receita da CEEE-D”, através do qual no ano de 2018 recuperou-se R\$ 105 milhões, superando a meta estabelecida para o período, que era de R\$ 84 milhões.

Cabe destacar que em junho/18 foi concluída a Subestação Porto Alegre 7, maior subestação da área de concessão da Companhia, com investimento na ordem de R\$ 23.585.300,00, beneficiando 110 mil clientes da área central de Porto Alegre.

Outro ponto que merece destaque é o ótimo desempenho dos indicadores técnicos DECI e FECi, presentes também no Contrato de Concessão da Concessionária, que finalizaram 2018 abaixo do limite estabelecido para o período e próximos aos limites estabelecidos para o ano de 2019, que é dado de forma decrescente. Tais indicadores apresentaram melhora nos resultados, em comparação ao ano de 2017, com índices de redução em 15,53% e 17,50%, respectivamente.

Quadro 01

Indicador	Objetivo do Indicador	Unidade de medida	Polaridade	Meta	Realização 2018
FECi	Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna (Distribuição e Subtransmissão) por Unidade Consumidora	Quantidade	↓	10,72	8,32
DECI	Horas de Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna (Distribuição e Subtransmissão) por Unidade Consumidora	Horas	↓	15,63	14,75
Perdas Globais	Medir a diferença entre Energia Injetada em MWh e a Energia Faturada	Pontos percentuais	↓	15,10	17,20
IASC	Pesquisa de mercado ANEEL	Índice	↑	Atingir média nacional (65,50%)	70,73
EBITDA - QRR	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	↑	≥0	Aguardando fechamento*

*EBITDA – QRR -divulgação será em 30/04/19, conforme prazo estipulado pela ANEEL.

4. Desempenho Operacional

4.1 Setor de Energia Elétrica no Brasil

O setor elétrico brasileiro está estruturado para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento, e também a modicidade tarifária e de preços.

Após 2004, o setor elétrico adotou um novo modelo que estabeleceu a possibilidade de financiamento através de recursos públicos e privados; empresas divididas por atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação; convivência entre Empresas Estatais e Privadas; competição na geração e comercialização, considerando o número de players no segmento, além de que o produto, energia elétrica, pode ser tratado como uma *commodity*; *manutenção* dos setores transmissão e distribuição como monopólios naturais, pois sua estrutura física não possibilita a competição entre agentes em uma mesma área de concessão, fazendo-se necessário uma forte regulação nos segmentos; existência de consumidores Livres e Cativos, garantindo a convivência entre Mercados Livre e Regulado.

No âmbito da Geração, segundo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em dado divulgado ainda sem o fechamento de dezembro/18, a capacidade instalada de geração de energia elétrica ultrapassou os 6.120 MW em 2018. No âmbito da transmissão, até novembro de 2018, a expansão totalizou 3.436 km de linhas e 12.505 MVA de transformação.

No segmento de Distribuição, de acordo com os dados informados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE – o ano de 2018 fechou com crescimento de 1,1% no consumo de energia elétrica nacional em relação ao ano de 2017. O montante de energia distribuída em 2018 chegou a 472 TWh contra 467 TWh verificado no ano anterior. Nesse período, o consumo cativo apresentou queda de 1,3% e a migração de consumidores favoreceu o aumento do consumo livre, que finalizou o ano com avanço de 6,3%.

Ainda de acordo com a EPE o consumo residencial de energia elétrica apresentou crescimento de 1,2% em 2018, atribuído principalmente à lenta recuperação do mercado de trabalho. Nesse período, o consumo médio nas residências do país manteve-se estável em torno de 158 kWh/mês, praticamente sem variação em relação ao ano anterior (-0,2%).

O consumo industrial demonstrou crescimento de 1,3% em 2018 frente a 2017, sendo que o ramo automotivo foi o maior destaque no ano, mostrando desempenho de +5,4% no consumo de energia elétrica. O comportamento do comércio durante o ano de 2018 refletiu num fraco crescimento do consumo de energia elétrica da classe comercial, resultando em um acréscimo de 0,6% comparado ao desempenho apresentado no ano passado.

Dentre os destaques do Setor Elétrico Nacional em 2018 está o crescimento da micro e mini geração distribuída. Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Em 2018, a modernização do instrumento normativo da ANEEL foi discutida através da Consulta Pública nº 010/2018. A Consulta Pública – CP nº 010/2018 recebeu 1.511 contribuições de 136 interessados, sendo 914 contribuições encaminhadas por 78 agentes pelo endereço eletrônico disponibilizado na CP e 597 sugestões recebidas de 58 interessados pelo formulário eletrônico, evidenciando a relevância do tema para o futuro do Setor Elétrico, em especial, para o segmento de Distribuição.

4.2 Mercado de Distribuição de Energia Elétrica

O número de unidades consumidoras faturadas em dezembro de 2018 foi de 1.719.967, apresentando um crescimento de 2,3% sobre o mesmo mês do ano anterior, como se pode observar na Tabela 02 a seguir:

Tabela 02

Número de Consumidores						
Consumidores	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial	1.325.987	1.352.981	1.374.764	1.394.974	1.422.587	1.457.609
Industrial	13.558	13.438	13.006	12.715	12.750	13.013
Comercial	140.911	143.831	144.646	145.371	147.099	149.365
Rural	84.310	85.362	86.774	88.146	89.043	90.915
Poderes Públicos	7.442	7.568	7.644	7.942	7.951	7.795
Iluminação Pública	94	93	92	100	96	103
Serviço Público	788	799	814	828	849	875
Suprimentos p/ agentes de distribuição	3	3	3	3	3	3
Consumidores Livres	27	37	50	123	168	185
Total	1.573.120	1.604.112	1.627.793	1.650.202	1.680.546	1.719.863
Variação	2,55%	1,97%	1,48%	1,38%	1,84%	2,34%

O ano de 2018 finalizou com um incremento de 39.317 unidades consumidoras. Destas, 35.022 foram unidades residenciais, o que significou uma elevação de 2,5%. Durante o ano ocorreram migrações de 17 unidades consumidoras para o mercado livre (incremento de 10%), sendo oito industriais e nove comerciais.

A distribuição de energia elétrica da CEEE-D finalizou o ano de 2018 com uma variação de -0,17% em relação a 2017, finalizando o ano com a distribuição de 8.179 GWh contra 8.193 GWh verificado no ano anterior.

O mercado cativo da distribuidora praticamente não variou em relação ao mercado verificado em 2017, quando esse havia caído 4,7% em relação a 2016. O ano de 2018 encerrou com distribuição de 6.825 GWh ao seu mercado cativo, contra a distribuição de 6.826 realizada em 2017.

O consumo residencial em 2018 mostrou um crescimento importante, de 3,1%, em relação a 2017, ano em que havia apresentado retração de 0,4% em relação a 2016. A participação dessa classe no consumo cativo da distribuidora é de 44%.

Com participação de 8% no consumo cativo da companhia, a classe industrial permanece apresentando retração. Em 2018 o consumo caiu 9,7% em relação a 2017. Essa queda é explicada em parte pela migração de oito importantes consumidores para o mercado livre. Por sua vez, o consumo livre industrial, mesmo com o incremento do consumo dos migrantes, apresentou retração de 6,4% em relação ao desempenho de 2017, que havia sido 24% superior a 2016. Analisando o desempenho industrial como um todo na área de concessão, verificou-se que o consumo industrial total da CEEE-D (cativo+livre) demonstrou retração de 7,6% em relação a 2017.

O consumo comercial cativo, que representa 27% do mercado cativo total, reduziu 3,2% comparativamente ao mesmo período do ano passado, contribuindo para a estagnação do consumo cativo em relação a 2017. Nesse período nove consumidores migraram do mercado cativo para o mercado livre, colaborando para um incremento de 12,3% no consumo livre comercial, porém, ficando bem abaixo das variações verificadas nos anos anteriores. Analisando o consumo comercial total (cativo+livre) observa-se que a classe reduziu em 0,5% o consumo em relação a 2017.

A classe rural, que representa 9% do consumo cativo, apresentou um acréscimo de 5,1% no consumo anual, e as demais classes, que juntas representam 12% do consumo cativo da companhia, apresentaram retração de 0,7%.

Tabela 03 - Mercado Cativo e Livre – 2013/2018 – CEEE-D

Mercado Atendido						
Mercado Atendido - GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia Faturada	7.884,50	8.166,13	7.694,78	7.161,08	6.825,97	6.824,51
Fornecimento	7.863,30	8.138,08	7.665,48	7.129,95	6.797,24	6.793,82
Residencial	2.840,12	3.066,80	2.879,62	2.924,18	2.913,12	3.003,53
Industrial	1.460,49	1.317,44	1.154,21	739,50	575,25	519,65
Comercial	2.289,01	2.437,09	2.327,94	2.067,08	1.895,26	1.833,67
Rural	543,86	567,86	561,02	580,83	599,40	630,21
Poderes Públicos	295,31	308,26	295,96	360,95	349,54	334,46
Iluminação Pública	232,78	228,97	231,60	238,00	237,68	240,86
Serviço Público	201,74	211,65	215,14	219,42	227,00	231,43
Suprimentos p/ agentes de distribuição	21,20	28,05	29,30	31,13	28,72	30,68
Uso da Rede de Distribuição	608,13	755,08	765,04	976,04	1.366,70	1.354,33
Consumidores livres	608,13	755,08	765,04	976,04	1.366,70	1.354,33
Total	8.492,63	8.921,21	8.459,82	8.137,12	8.192,67	8.178,83
Varição	2,50%	5,00%	-5,20%	-3,80%	0,68%	-0,17%

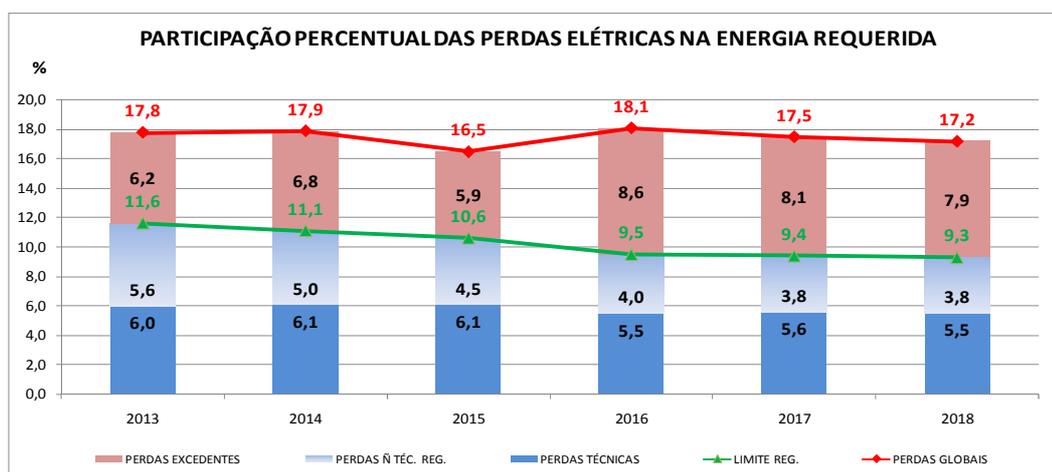
4.3 Perdas

As perdas globais (ou totais) de energia correspondem às perdas técnicas, que é o montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, que correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Nesta parcela de perdas não técnicas são considerados, portanto, os furtos de energia, defeito em equipamentos de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc.

O indicador de perdas aqui apresentado é o percentual de participação das perdas elétricas no montante de energia injetada na fronteira elétrica da distribuidora para atender todo o mercado de consumidores conectados na sua rede.

O índice de perdas elétricas globais, acumulada no ano em 2018 reduziu 0,3% em relação a 2017, passando de 17,5% para 17,2% (Gráfico 01). Neste mesmo período, por conta da trajetória de perdas regulatórias imposta pela revisão tarifária de Nov/2016, o limite regulatório reduziu em 0,1% passando de 9,4% para 9,3%. Logo, do ponto de vista das perdas excedentes, o efeito combinado da redução de perdas globais e da alteração do limite regulatório, resultou numa redução de 0,2% no excedente de perdas em 2018.

Gráfico 01



4.4 Aspectos Regulatórios

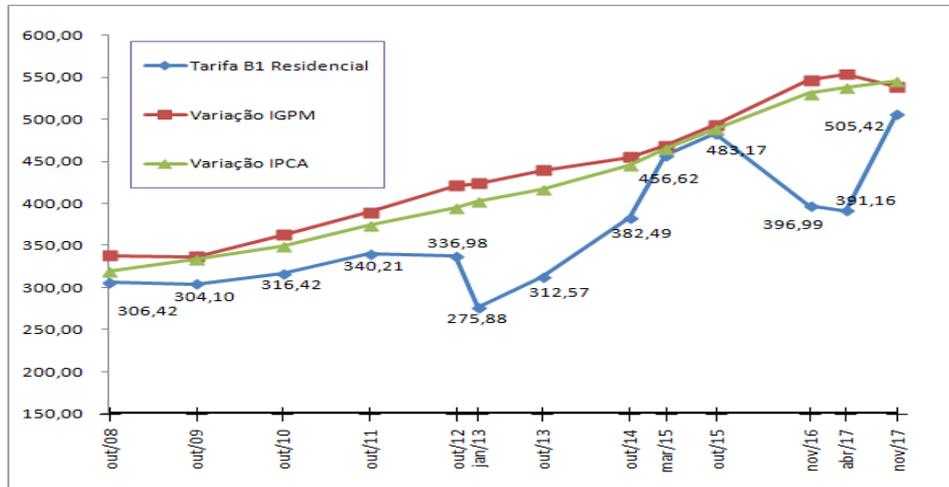
4.4.1 Reajuste Tarifário

A CEEE-D passou pelo processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA) em 2018, e teve suas tarifas homologadas em 22/11/2018, pela Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) da ANEEL. O Efeito Médio ao Consumidor sobre os níveis de Alta Tensão (AT) e Baixa Tensão (BT) foi de 7,35%, sendo 5,24% o efeito percebido pelos

consumidores conectados em AT e 8,32% para os clientes de Baixa Tensão. A tarifa residencial convencional, sem impostos, passou de R\$ 505,42 para R\$ 547,60 por MWh.

Como se pode verificar no Gráfico 02, a evolução da Tarifa B1 (Baixa Tensão da Classe Residencial) da CEEE-D nos últimos dez anos foi de 78,7%, que quando comparada com a variação do IGP-M (76,8%) e IPCA (78,4%) no mesmo período, demonstra que as variáveis apresentam evolução de médio prazo convergente.

Gráfico 02 – Evolução tarifa residencial B1 (2008-2018)

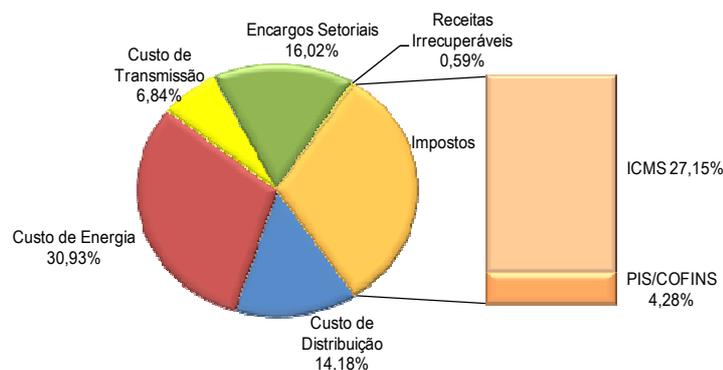


O efeito médio ao consumidor é resultado do cálculo do reajuste econômico (variação da receita necessária para cobrir custos com Parcela A e Parcela B), acrescido do reajuste financeiro (compensa valores da Parcela A de anos anteriores) que se integrará por 12 meses à tarifa. Além disso, retiram-se os financeiros aplicados no último reajuste.

No reajuste tarifário de 2017, os componentes financeiros totalizaram R\$ 165.273.150,18. Este valor foi cobrado do consumidor através da tarifa até 21/11/2018. No dia 22 de novembro, esses componentes financeiros foram retirados da tarifa. Tal retirada representou redução de -4,82% na tarifa percebida pelo consumidor da CEEE-D e entraram em vigor os novos componentes financeiros. Esses totalizaram R\$ 234.756.566,56, sendo o item de maior impacto no Reajuste Tarifário da Distribuidora. O segundo item de maior impacto foi o custo com Compra de Energia, seguido dos Encargos Setoriais e Custos de Distribuição (Parcela B). Por sua vez, os custos com transmissão reduziram gerando um impacto de -4,23%.

Em relação à composição da tarifa da CEEE-D, o item de maior participação são os impostos, que correspondem a 31,43%, quase 1/3 da tarifa. Em segundo lugar, o componente Custo de Energia representa 30,93%, enquanto o Custo de Distribuição, que representa a receita da Parcela B, a qual remunera o capital investido e cobre os custos operacionais e com ativos não elétricos eficientes e a depreciação de capital, participa com somente 14,18%, menos da metade dos impostos cobrados na fatura, conforme se observa no gráfico 03.

Gráfico 03 – Composição da tarifa CEEE-D – RTA 2018



4.4.2 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. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 o valor acrescido pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00, a cada 100 kWh; a partir de 2 de março, os valores foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50, a cada 100 kWh. Após 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50, a cada 100 kWh. Em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos, ao passo que a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh, conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016.

Em 24/10/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu pela instauração da Audiência Pública - AP nº 61/2017 com objetivo de obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias e que a proposta apresentada nessa AP fosse aplicada, em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017. O acionamento das bandeiras tarifárias, definido para todo o Sistema Interligado Nacional, passou a ser baseado nos valores definidos:

- Bandeira Verde: não há acréscimo;
- Bandeira Amarela: R\$1,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: R\$3,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: R\$5,00 aplicado para cada 100 kWh;

Por meio do Decreto nº 8.401/2015, foi criada 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 do 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.

A CEEE-D obteve em torno de R\$ 147 milhões de receita com bandeiras tarifárias. Durante o ano, a Companhia repassou R\$ 20 milhões para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) referente aos meses de janeiro, novembro e dezembro.

4.4.3 Compra de Energia

A compra de energia pelas Distribuidoras somente poderá ocorrer através de Leilões no Ambiente de Contratação Regulada. Os Leilões de Compra de Energia Elétrica estão previstos no Decreto nº 5.163, de 30/07/2004 e têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Necessidades de mercado, neste caso, refere-se a toda a energia consumida pela Companhia, o que inclui tanto o mercado

faturado aos consumidores como o atendimento às perdas de energia, técnicas e comerciais. Além disso, conforme previsto no Decreto nº 5.163/2004, os mecanismos de compra utilizados pelas Distribuidoras devem prever o repasse da energia comprada às tarifas dos consumidores finais.

O portfólio de contratos da CEEE-D é composto por Contratos decorrentes de participações no Ambiente de Contratação Regulada (CCEAR), Contratos Bilaterais e as contratações compulsórias de Itaipu, Proinfa, Cotas de Angra I e II (Eletronuclear) e Cotas de Garantia Física.

Utilizando-se dos mecanismos disponíveis, a CEEE-D obteve bons resultados na redução das sobras contratuais de energia, decorrentes da retração de mercado iniciada no segundo semestre de 2015 e cujos efeitos são sentidos até hoje. Somado a este fator, o movimento de migração de consumidores livres também colaborou para elevar as sobras de energia. Nesse sentido, a CEEE-D obteve bons resultados, encerrando o ano de 2018 com sobras de 0,5% (43.350 MWh) em relação à carga própria.

As sobras foram liquidadas no mercado de curto prazo, mas, em função principalmente do risco hidrológico assumido pelas Distribuidoras na contratação de Itaipu, Cotas de Garantia Física, Eletronuclear e Contratos por Disponibilidade, todos os recursos obtidos com a venda de energia foram utilizados na contabilização mensal da CCEE, para cobrir as despesas com o risco hidrológico.

A tabela 04 demonstra os principais resultados em 2018, na comercialização de energia:

Tabela 04

COMERCIALIZAÇÃO – 2018			
ENERGIA (MWh)		CUSTO (R\$ MIL)	
Energia contratada total	8.775.480	Custo com contratos de energia	1.656.452
Energia negociada no mercado spot (venda)	43.350	Custo do mercado de Curto Prazo	461.029
Total da energia	8.732.140	Custo total	2.117.482

*valores em R\$ mil

4.4.4 Encargos

Os Encargos Setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Encargos setoriais não representam ganhos de receita para a Concessionária, que recolhe os valores e os repassa.

Os Encargos Setoriais integrantes da Parcela A1 nos processos tarifários são os seguintes:

- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- 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; e

O encargo de maior impacto na tarifa é a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, que tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.

Em setembro de 2018, em reunião de Diretoria, a ANEEL aprovou a revisão extraordinária do orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para 2018, que acrescentou R\$ 1,937 bilhão nas quotas anuais a serem pagas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. O orçamento total anteriormente aprovado em R\$ 18,8 bilhões passou para R\$ 20,053 bilhões, conforme tabela 05.

Tabela 05

¹ Em virtude do Decreto nº 8.461/2015, que regulamenta a renovação das concessões de distribuição com contratos vincendos até 2017, a Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS passou a ser incorporada na Parcela B a partir da REN nº 761/2017, de 24/03/2017, conforme Submódulo 3.1A do PRORET.

DESPESAS	2018 (A)	Revisão 2018 AP (B)	Revisão 2018 Final (C)	Varição (C) / (A)	Varição (C) / (B)
Restos a pagar	1.061	1.061	1.061	0%	0%
Universalização - PLPT + Kit Instalação	1.172	1.172	941	-20%	-20%
Tarifa Social - Baixa Renda	2.440	2.440	2.440	0%	0%
Carvão Mineral Nacional	752	752	850	13%	13%
CCC - Sistemas Isolados	5.346	5.346	5.849	9%	9%
Descontos Tarifários na Distribuição	6.944	8.362	8.362	20%	0%
Descontos Tarifários na Transmissão	503	328	362	-28%	10%
Subvenção Cooperativas	155	155	179	15%	15%
CAFT CCEE	9	9	9	0%	0%
Reserva Técnica	460	0	0	-100%	-
Total	18.843	19.625	20.053	6%	2%

RECEITAS	2018	Revisão 2018 AP	Revisão 2018 Final (C)	Varição (C) / (A)	Varição (C) / (B)
Saldo em Conta	0	0	0	-	-
UBP	672	672	672	0%	0%
Multas	214	214	214	0%	0%
Recursos da União	0	0	0	-	-
Recursos da RGR	1.307	541	478	-63%	-12%
Outras disponibilidades	631	734	734	16%	0%
Quotas CDE - ENERGIA (Dec 7.945/2013)	3.796	3.796	3.796	0%	0%
Quotas CDE - Uso	12.223	13.670	14.160	15%	4%
Total	18.843	19.625	20.053	6%	2%

4.4.5 Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade – DEC e FEC

No início de 2015, a CEEE-D redefiniu sua estratégia de atuação e formatou suas iniciativas em um Plano de Resultados, com foco na melhoria dos indicadores de qualidade DEC e FEC, de segurança da força de trabalho e da comunidade, na melhoria do atendimento aos clientes, redução dos custos, eficiência e produtividade operacional e ainda na redução das perdas de energia elétrica, esse plano vem sendo acompanhado pela ANEEL nos autos do processo administrativo nº 48500.000211/2015-22.

Este trabalho teve uma ampla abrangência na Companhia resultando em um conjunto de ações que foram implantadas em 2015 e resultaram nas melhorias observadas nos últimos dois anos.

As ações para melhoria dos indicadores DEC e FEC foram definidas dentro de três pilares de atuação, sendo:

- Rapidez no retorno de energia;
- Diminuição no número de ocorrências;
- Mitigação do impacto dos desligamentos.

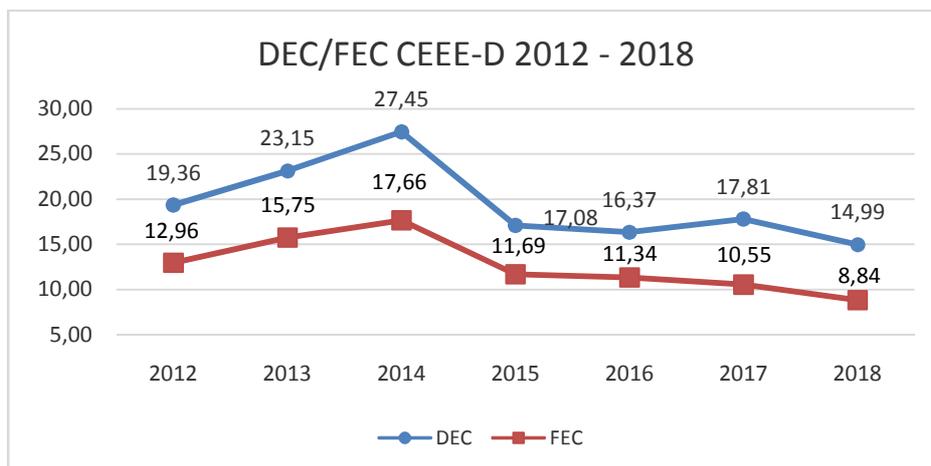
Dentre as ações definidas, podemos destacar as principais:

- Otimização do atendimento emergencial através do aumento da produtividade das equipes e planejamento para atendimento das contingências;
- Implementação da gestão por indicadores;
- Redefinição e gestão do orçamento e custos;
- Redução dos custos com deslocamento devido a reclamações improcedentes;
- Implantação de tecnologia de automação na rede de distribuição possibilitando uma recomposição mais rápida e eficiente nas contingências;
- Otimização operacional nos arranjos em subestações e linhas de transmissão visando à melhor performance operacional;
- Melhorias das práticas de gerenciamento de manutenção preventiva no sistema de distribuição de média e baixa tensão orientado pelo FEC e DEC;
- Aprimoramento das ações de poda na rede de média e baixa tensão com foco na redução das interrupções de maior impacto nos indicadores;
- Otimização dos recursos na qualificação de redes de média tensão;

- Gestão focada na conclusão das obras de novas subestações e linhas de transmissão em um menor prazo possível;
- Implantação de sistemática para revisão das proteções de todos alimentadores, de forma a garantir que em caso de defeitos a rede interrompida seja sempre a menor possível;
- Implantação de novas chaves telecomandadas.

Como resultado do Plano implantado foi possível observar uma grande melhoria nos indicadores globais da empresa, conforme é destacado no Gráfico 04.

Gráfico 04



Entre 2016 e 2017 o indicador DEC apurado aumentou de 16,38 para 17,81 horas/ano (+ 8,7%), entretanto, o DEC percebido pelo cliente nesse mesmo período reduziu de 35,84 para 28,45 horas/ano, representando uma redução de 20,6% no tempo que, em média, cada cliente ficou efetivamente sem fornecimento de energia elétrica.

Já o indicador FEC apresentou redução, entre 2016 e 2017, tanto no valor apurado como no percebido pelo cliente. O FEC apurado reduziu de 11,34 para 10,55 interrupções/ano (redução de 7%) e o FEC percebido pelo consumidor reduziu de 16,27 para 13,62 interrupções/ano, representando uma redução de 16,3% na quantidade média de interrupções no fornecimento de energia elétrica que efetivamente ocorreu em cada cliente.

No ano de 2018, a CEEE-D obteve os melhores indicadores de qualidade de serviço desde o ano 2001. O indicador DEC apurado reduziu de 17,81 horas em 2017 para 14,99 horas em 2018 e o indicador FEC reduziu de 10,55 interrupções em 2017 para 8,84 interrupções em 2018. Esse resultado demonstra como a assertividade nos investimentos realizados pela CEEE-D em obras de redes, subestações e a implantação de novas tecnologias ao longo dos últimos anos ajudaram a melhorar os serviços de fornecimento de energia elétrica para os clientes da Companhia.

A CEEE Distribuição, sempre preocupada em oferecer um atendimento cada vez mais qualificado a seus clientes, tem buscado constantemente, agregar tecnologia a seus canais de atendimento, tornando-os mais ágeis, modernos e eficientes no que concerne ao recebimento das demandas, buscando ser reconhecida pela excelência na prestação de serviços.

4.4.6 Questões Regulatórias Supervenientes

Destaca-se no ano de 2018 a realização da Consulta Pública nº 10 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cujas contribuições foram recebidas até meados de julho daquele ano. O objeto da consulta foi obter subsídios ao aperfeiçoamento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (MGD), estabelecidas pela Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 482/2012.

Outrossim, é digna de nota a realização também por parte da ANEEL da Consulta Pública nº 002/2018, que visou avaliar a requisição de aprimoramentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão), com contribuições até maio. Ainda, cumpre ressaltar a Consulta Pública nº 015/2018, em que se propôs a coleta de subsídios para o melhoramento da metodologia de apuração da

Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC) dos segmentos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica.

5. Investimentos

Os investimentos realizados pela CEEE-D na Expansão, Renovação e Melhoria das Instalações de Redes de Distribuição, tem como objetivo ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica.

O plano de investimentos de expansão e renovação das Instalações de transmissão da distribuidora tem seu foco no incremento e melhoria da capacidade do sistema em 69 kV e 138 kV visando garantir maior disponibilidade e segurança para o sistema elétrico, reduzindo o carregamento dos alimentadores e transformadores das subestações, aumentando assim a confiabilidade de atendimento aos consumidores, além da melhoria dos indicadores técnicos DEC e FEC.

Em 2018, o valor total investido foi de R\$ 248 milhões. Para 2019 o valor do investimento projetado é de R\$ 204 milhões.

Em 2018 não teve expansão em Linhas de Transmissão e em andamento para 2019 são 06 (seis) em construção e 01 (uma) em reisolamento. No quadro 02 são apresentadas essas principais obras de Linhas de Transmissão:

Quadro 02

Capacidade de Transmissão Expandida - Linhas de Transmissão			
Linha Transmissão - Trecho	Extensão (km)	Discriminação	Situação
LT VIAMÃO 1 X ÁGUAS CLARAS	22,13	Construção	Em andamento
LT ALVORADA 2	3,77	Construção	Em andamento
LT PORTO ALEGRE 12 X PORTO ALEGRE	3,6	Construção	Em andamento
LT PORTO ALEGRE 14 X PORTO ALEGRE	6,97	Construção	Em andamento
LT INTEGRAÇÃO VIAMÃO 3	0,86	Construção	Em andamento
LT INTEGRAÇÃO RESTINGA	0,34	Construção	Em andamento
LT QUINTA X PELOTAS 1	39,6	Reisolamento	Em andamento
Total	77,27	Extensão em quilômetros	

Também para esse mesmo período a expansão em subestações foi em torno de 129.500 kVA (Quilovolt-ampère), ou seja, 129,5 MVA (Mega Volt Ampères) contemplando 01 (uma) nova construída, outras 03 (três) ampliadas e mais 5 (cinco) novas em construção. No Quadro 03 são apresentadas essas principais obras de Subestações:

Quadro 03

Capacidade de Transmissão Expandida – Subestações			
Subestação	Potência (MVA)	Obra	Situação
SE PORTO ALEGRE 7	100	Construção	Em andamento
SE ALVORADA 2	50	Construção	Em andamento
SE PORTO ALEGRE 15	50	Construção	Em andamento
SE PORTO ALEGRE 20 (AEROPORTO)	50	Construção	Em andamento
SE PELOTAS 1*	62,5	Ampliação	Em andamento
SE Encruzilhada	10,75	Ampliação	Energizada
SE Marmeleiro	12,5	Ampliação	Energizada
SE Canguçu	6,25	Ampliação	Energizada
Total	342	Potência em Mega Volt Ampere	

* A potência mencionada para essa subestação refere-se à melhoria gerada pelo incremento na instalação de novos transformadores, porém devido a desativação de transformadores existentes não houve aumento de potência de transformação, portanto não foram consideradas na somatória apresentada.

As obras de expansão, renovação e melhoria das Instalações de Transmissão em andamento para 2019 são:

Quadro 04

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
LT VIAMÃO 1 X ÁGUAS CLARAS	Construção da Linha de Transmissão Viamão 1 x Águas Claras com extensão aproximada de 22,13 km com a instalação de novas estruturas e lançamento de Cabos Condutores e OPGW (fibra ótica) no trecho entre a Subestação Viamão 3 e a Subestação Águas Claras, em paralelo ao atual Ramal BRAHMA e o Ramal provisório de Águas Claras, os substituindo.	mar/19
LT ALVORADA 2	A nova LT Ramal Alvorada 2, prevê a construção de LT 69 kV em circuito duplo com aproximadamente 3,77 km seccionando da LT Gravataí 2 x Porto Alegre 6 C1, para alimentação da SE Alvorada 2.	mar/19
LT PORTO ALEGRE 12 X PORTO ALEGRE 5	Construção da Nova LT 69 kV Porto Alegre 12 x Porto Alegre 5 com aprox. 3,6 km de linha subterrânea, permitindo a alimentação da SE Porto Alegre 5 através da nova SE 230/69kV Jardim Botânico.	fev/19
LT PORTO ALEGRE 14 X PORTO ALEGRE 15	Construção de 6,97 km de linha de transmissão aérea com capacidade 80 MVA, que alimentará a futura SE PAL 15.	mar/19
LT INTEGRAÇÃO VIAMÃO 3	Interligação das integrações dos 6 módulos na subestação Viamão 3.	mar/19
LT INTEGRAÇÃO RESTINGA	Interligação da Subestação Restinga com as subestações Porto Alegre 14, Rincão e futura Porto Alegre 15, através da abertura da LT 69 kV Rincão x Porto Alegre 14, com a implantação de 3 (três) estruturas metálicas e extensão de 0,34 km.	fev/19
LT QUINTA X PELOTAS 1	Reisolamento da LT Quinta - Pelotas 1 da tensão de 69 kV para 138 kV possibilitando o fechamento do anel em 138 kV entre as subestações de fronteira de rede básica 230/138 kV Pelotas 3 e Quinta.	mar/19
SE ALVORADA 2	02 Transformadores de 69/23 kV - 25 MVA cada e 08 módulos de alimentadores.	mar/19
SE PORTO ALEGRE 15	02 Transformadores de 69/13,8 kV - 25 MVA cada e 10 módulos de alimentadores.	mar/19
SE PORTO ALEGRE 20 (AEROPORTO)	02 Transformadores de 69/13,8 kV - 25 MVA cada e 08 módulos de alimentadores.	mar/19
SE PELOTAS 1	02 Transformadores de 138/13,8 kV – 31,25 MVA cada e 11 módulos de alimentadores.	abr/19

5.1 Modernização Tecnológica

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

O sistema que atende ao controle de processos jurídicos (Benner), por exemplo, teve sua integração concluída, com a disponibilização de inúmeras funções que automatizam o fluxo das cobranças judiciais – em

2017 já haviam sido ativadas as ferramentas que permitem o recebimento e tratamento de liminares, consulta de processos judiciais e de partes interessadas.

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

Na área de atendimento ao cliente, mais especificamente no setor de Teleatendimento, foi implantado o software Workforce Management (WFM). Integrado ao módulo HCM do sistema ERP, ele permite uma melhor gestão e aumento da disponibilidade do atendimento ao cliente.

Melhorias incrementais também foram realizadas no Sistema de Gestão de Pedido de Execução de Serviço (SGPES), ferramenta desenvolvida internamente e que permite o cadastro de intenções de serviços pelos diversos setores que atuam na manutenção e obras da rede de distribuição. O sistema permite a otimização das intervenções, reduzindo as interrupções no fornecimento ao consumidor. A otimização dos desligamentos obtida através ferramenta, implantada desde 2017, tem se traduzido na melhoria dos indicadores técnicos DEC e FEC.

Ainda em 2018 foi concluída a integração do Sistema Comercial (CS) com o Sistema de Medição Individualizada (SMI) e com o Sistema de Medição Centralizada (SMC), beneficiando os processos comerciais e de operação da CEEE Distribuição, permitindo que tanto a leitura do consumo mensal quanto o corte e religação de clientes possa ser realizado de forma remota.

Também avançou em 2018 o projeto de contratação de Solução de Despacho Móvel (SDM), para possibilitar o despacho de ordens de serviço através da troca de dados em sistemas híbridos de comunicação, utilizando as tecnologias VHF digital, GPRS e satélite. Iniciado em 2016, até o final de 2018 já haviam sido digitalizadas 29 estações rádio base (ERB) VHF e instalados 260 rádios digitais nas viaturas. Além disso, a comunicação de voz utilizando VHF digital já está sendo utilizada na principal regional, a da região metropolitana. Também já está em funcionamento a geolocalização das equipes em tempo real. A comunicação de dados utilizando a comunicação SDM está em fase de testes.

Foi dada continuidade ao projeto de Centralização da Operação de Tempo Real. Iniciado em 2015, ele visa a centralização de toda a operação da CEEE-D na sede, em Porto Alegre - atualmente a operação ocorre na DOP (Divisão de Operação) e nas seis gerências regionais. Em 2018, houve avanços como a entrada em testes do novo Sistema de Despacho Móvel (SDM) e a conclusão da implantação de quatro dos seis Centros de Despacho Regionais previstos.

Iniciado em 2017 e com previsão de conclusão em 2019, a aquisição e implantação de um Sistema de Automação da Medição - tele medição do Grupo A e B indireta – tem o objetivo de reduzir o custo operacional de leitura nos clientes de tarifa binômia, bem como permitir o monitoramento on-line do grupo de consumidores que representam 50% do faturamento da CEEE-D, inibindo furtos. O projeto avançou em 2018, finalizando o ano com menos de 1% das unidades consumidoras ainda pendentes.

Também iniciado em 2017 e com conclusão prevista para 2019, o Sistema de Medição Centralizada com o objetivo de reduzir as perdas não técnicas em locais de alta complexidade social. A CEEE-D possui um programa de inclusão social e regularização de áreas de complexidade social com alto índice de furto de energia, nomeado de “Energia Legal”. Este programa consiste em blindar a rede de distribuição de energia elétrica e instalar o padrão de energia elétrica, porém em alguns casos o consumidor deixa de pagar as faturas, vindo a corte, e passa a proceder novamente com furto de energia. Com o SMC a medição da unidade consumidora fica alocada no poste de derivação da rede de distribuição da CEEE-D, assim dificultando que o consumidor tenha acesso a parte não medida e proceda com irregularidade ou furto de energia.

6. Balanço Social – Indicadores Sociais

Balanço Social						
1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2018 (valor em mil R\$)			Dezembro 2017 (valor em mil R\$)		
Receita líquida (RL)	3.333.827			3.056.913		
Resultado operacional (RO)	-457.326			-38.793		
Folha de pagamento bruta (FPB)	383.322			355.234		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Plano de Saúde	10.616	3%	0%	10.174	3%	0%
Saúde e Segurança Ocupacional	92	0%	0%	111	0%	0%
Serviços Médicos e Laboratoriais	974	0%	0%	1.232	0%	0%
Vestuário, EPIs e Equipamento de Proteção	2.707	1%	0%	1.952	1%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	11	0%	0%	7	0%	0%
Alimentação	41.038	11%	1%	28.379	7%	1%
Creches ou Auxílio-Creche	3.414	1%	0%	3.305	1%	0%
Previdência Privada	83.678	22%	3%	79.293	21%	2%
Encargos Sociais Compulsórios	93.358	24%	3%	84.198	22%	3%
Participação nos Lucros ou Resultados	48	0%	0%	107	0%	0%
Vale Transporte - Excedente	839	0%	0%	955	0%	0%
Outros Benefícios	111	0%	0%	119	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	236.886	62%	7%	209.832	55%	6%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	605	0%	0%	2.741	1%	0%
Cultura	425	0%	0%	579	0%	0%
Total das contribuições para a sociedade	1.030	0%	0%	3.320	1%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.909.089	417%	57%	1.536.258	336%	46%
Total - Indicadores sociais externos	1.910.119	418%	57%	1.539.578	337%	46%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Meio Ambiente	7	0%	0%	3	0%	0%
Poda e Desmatamento	6.033	1%	0%	5.949	1%	0%
Gestão de Resíduos	-	0%	0%	-	0%	0%
Eficiência Energética	6.461	1%	0%	11.304	2%	0%
Outros	148	0%	0%	265	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	12.649	3%	0%	17.521	4%	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	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%:	() cumpre de 51 a 75% (x) cumpre de 76 a 100%:	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%:	() não possui metas () cumpre de 51 a 75% (x) cumpre de 76 a 100%:		
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2018			2017		
Nº de empregados(as) ao final do período*	2.291			2.399		
Nº de admissões durante o período	-			-		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	1.644			1.253		
Nº de estagiários(as)	153			166		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	782			756		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	476			512		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	13,17%			22,73%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	113			271		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	3,91%			8,16%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	38			40		
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2018			Em 2017		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	24,10			13,86		
Número total de acidentes de trabalho**	15			21		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(x) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) + Cipa	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivar e seguirá a OIT	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não serão considerados	(x) serão sugeridos	() serão exigidos	() não serão considerados	(x) serão sugeridos	() serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolverá	() apoiará	(x) organizará e incentivará	() não se envolverá	() apoiará	(x) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 47.435	no Procon	na Justiça	na empresa 47.435	no Procon	na Justiça
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon	na Justiça	na empresa 100%	no Procon	na Justiça
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2018: R\$ 3.055.170			Em 2017: R\$ 2.922.519		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	84,20%: governo (32,38)% acionistas	14,77%: colaboradores(as) 33,41%: terceiros	___%: retido	85,89%: governo (2,89)% acionistas	13,76%: colaboradores(as) 22,24%: terceiros	___%: retido
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES						
Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo						
Escolaridade	Em 2018			Em 2017		
Graduados	1.190			1.172		
Ensino Médio	1.033			1.151		
Ensino Fundamental	61			69		
Ensino Fundamental Incompleto	7			7		
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 Desempenho Social

6.1.1 Força de Trabalho

É formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, dos quais 20,78% são mulheres e 79,22% são homens.

A maior parte dos empregados (41,64%) se encontra na faixa de idade entre 31 e 40 anos. Do universo total, 43,38% tem nível superior e 8,56% possuem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado).

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

Em 2018, 335 estudantes estagiaram na CEEE-D. Em 31 de dezembro de 2018 a Empresa contava com um total de 153 estagiários (6,68% em relação ao total de empregados).

A CEEE-D encerrou o ano com 2.291 empregados, o que representa uma redução de 4,5% se comparado ao ano de 2017.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,19% como taxa média do ano de 2018.

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

6.1.2 Diversidade e Igualdade

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

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

Quanto ao processo de contratação, em seus concursos públicos, a CEEE-D faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas com deficiência. Há no quadro pessoal 38 portadores de deficiência o que representa 1,66% do total de empregados.

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

6.1.3 Remuneração

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

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

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo.

No ano de 2018 foram promovidos 90 empregados, conforme é demonstrado no Quadro 05.

Quadro 05

Níveis	Pleno	Sênior
Administrativa	25	10
Operacional	16	6
Técnica	18	9
Superior	5	1

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

6.1.4 Avaliação de desempenho

O indicador de Avaliação de Desempenho é monitorado através do sistema corporativo, considerando o número de avaliações satisfatórias e insatisfatórias para um determinado período. A Empresa tem interesse que todos os seus empregados realizem avaliação de desempenho, uma vez que isto contribui para o crescimento da Empresa e gera oportunidades de identificação de melhorias.

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

O processo de avaliação de desempenho ocorre em datas fixas e pré-estabelecidas. Aqueles empregados que se encontram afastados (licenças de saúde, maternidade, acidente de trabalho) realizam suas avaliações quando do retorno as suas atividades. A política de remuneração da CEEE-D não diferencia homens e mulheres.

6.1.5 Programa de Desligamento Incentivado (PDI)

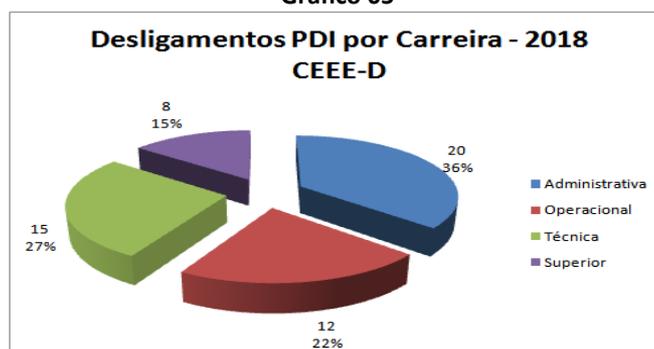
Este programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional e incentivando financeiramente àqueles empregados que anseiam por novas oportunidades fora das Empresas do Grupo CEEE. Em 2018, até o mês de dezembro, foram desligados 55 empregados da CEEE-D, distribuídos entre as áreas da empresa. O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$ 8 milhões na CEEE-D e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos, conforme Quadro 06.

Quadro 06

ÁREA	CUSTO COM PDI*	NÚMERO DE DESLIGADOS	PERCENTUAL DE CUSTOS
Área da Presidência	1.339,91	6	16,71%
Área Administrativa	378,75	2	4,72%
Área de Planejamento	156,47	2	1,95%
Área de Distribuição	6.141,36	45	76,61%
TOTAL	8.016,49	55	100%

*valores em R\$ mil

Gráfico 05



6.1.6 Relações Sindicais

A CEEE-D reconhece que as entidades sindicais são representantes legítimas de seus empregados, respeita as opções de filiação de seus empregados e mantém uma interação constante com as entidades sindicais por meio de uma gerência instituída para esta finalidade. A CEEE-D possui empregados representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio Grande do Sul e outros. A totalidade dos empregados é abrangida pelos acordos coletivos firmados entre a Empresa e essas entidades. Também estão previstas liberações permanentes e esporádicas de dirigentes e representantes sindicais para as atividades sindicais permitidas e o procedimento para que se realizem nas instalações da Empresa, dentre outras questões. São garantidas atividades sindicais dentro das instalações da Empresa, desde que seja feita solicitação, com exposição de motivos e pauta, com

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

Anualmente a CEEE-D realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme tabela 10 representam no corrente ano, 2.291 empregados ativos.

Quadro 07

NOME DO SINDICATO	QUANTIDADE DE EMPREGADOS
CONTABILISTAS	26
SAERGS	2
SENERGISUL	1.722
SENGE	85
SINDAERGS	31
SINDARS	32
SINDECON	6
SINDIJORS	4
SINDITEST	13
SINTEC	369
SIPERGS	1
TOTAL	2.291

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

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

6.1.7 Programas de capacitação de Recursos humanos

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

6.1.8 Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética - PEE tem por objetivo contribuir com a preservação do meio ambiente, através do desenvolvimento de novas tecnologias e da disseminação de ideias que estimulem a formação de cidadãos conscientes sobre o uso da energia elétrica e o consumo sustentável dos recursos naturais.

Desde a regulamentação da Lei 9.991/00 a CEEE Distribuição tem realizado ações educacionais e promovido a substituição de equipamentos com baixo rendimento energético em sua área de concessão.

Em 2018 foram aplicados R\$ 6,4 milhões em atividades vinculadas ao PEE. Desse montante podemos destacar a fase 2 do projeto CEEE Distribuição em Casa, que prevê uma economia de energia de 4.650,68 MWh/ano e de 1.355,90 kW no horário de ponta do sistema energético através da substituição de 200 mil lâmpadas, 5.000 geladeiras e 1.000 freezers, por produtos similares, de melhor desempenho energético.

6.1.9 Pesquisa e Desenvolvimento

Os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento são desenvolvidos com a perspectiva de melhoria contínua em produtos, processos e a eficiência dos serviços prestados a sociedade. O Programa de P&D do setor elétrico foi constituído por lei, e cabe à ANEEL regulamentar o investimento no programa e avaliar seus resultados. A

agência estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos por meio do Manual de Procedimentos Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – PROP&D.

A CEEE-D aplicou R\$ 950 mil, durante o ano de 2018, em projetos com foco na busca constante por inovações que venham enfrentar os desafios tecnológicos do setor elétrico, dos quais podemos citar:

- Geração Solar fotovoltaica: Tem por objetivo instalar usina conectada à rede de distribuição com capacidade de 550 kWp, utilizando painéis fotovoltaicos como fonte de geração de energia. A proposição de arranjos técnicos e comerciais para o projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, busca criar condições para o desenvolvimento de conhecimento técnico e desenvolvimento tecnológico necessário à inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: GRUPO CEEE, CENTRO ADMINISTRATIVO FERNANDO FERRARI.
- Interligação de Subestações de Sistema Reticulado Subterrâneo através de Rede de Comunicação PLC (Power Line Communication) operando sobre barramento de Média Tensão: O projeto visa desenvolver um módulo de comunicação PLC, com capacidade de acoplamento tanto direto a barramentos de média tensão (até 25KV) como indiretos, a partir do secundário do transformador da subestação. A interface poderá operar como Concentrador de dados, Gateway e Módulo Repetidor. Público Alvo: CEEE-D.
- Desenvolvimento de uma Metodologia para Automatização dos Procedimentos de Manobra em Redes de Distribuição e Integração no Ambiente Computacional SIGPROD: O projeto proposto é uma continuidade de projeto de P&D realizado em 2011. Desta forma, será utilizada a base desenvolvida no projeto anterior, realizando melhorias nas funções existentes e desenvolvendo funções: de reconfiguração da rede em caso de contingência; de operação normal e planejamento indicando sequência de operação das chaves, considerando fatores de: Perdas; Quebra de tensão; Amperacidade; Energia não fornecida; Classe de consumidores e Proteção. Público Alvo: CEEE-D.

7. GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Em um ano que começou com razoável otimismo, a greve dos caminhoneiros colocou freio e deu uma “guinada” no processo de retomada do crescimento econômico, revertendo às expectativas dos agentes econômicos e gerando volatilidade. O desempenho do mercado de trabalho, com lenta redução da taxa de desemprego, aumento da informalidade e estagnação do rendimento médio não impulsionou, de forma consistente o consumo das famílias. Outros fatores internos também pesaram, como as incertezas do quadro político e eleitoral e sobre a condução de medidas de ajuste fiscal, o restrito consumo do governo, a baixa confiança da indústria e a tardia recuperação da confiança do consumidor, de acordo com o ICI e ICC-FGV.

Em 2018, o cenário externo foi mais turbulento do que nos últimos anos. Apesar do bom desempenho do PIB dos EUA, a continuidade do seu aperto monetário, o conflito protecionista com a China e a redução do crescimento na União Europeia impactaram negativamente os países emergentes, inclusive o Brasil, cujo câmbio desvalorizou, fechando o ano em 3,87 R\$/U\$, ante os 3,30 R\$/U\$ do ano anterior (BCB).

O agravamento da crise na Argentina teve reflexos sobre a indústria de transformação no Brasil, sobretudo na indústria automotiva. Esse dinâmico setor da indústria de transformação brasileira não repetiu o forte crescimento de 2017 (24%), que foi pautado, entre outros elementos, pela exportação de veículos, principalmente para a Argentina. O crescimento das vendas internas, todavia, foi suficiente para elevar a produção de veículos em 6% em 2018. Já em termos agregados, a produção da indústria geral cresceu 1,5%, o volume de vendas do comércio, 5,4% e o volume de serviços, -0,1%, acumulado do ano até novembro (PIM, PMC e PMS-IBGE).

Fazendo uma análise das atividades que compõem o cálculo do PIB, observou-se um maior dinamismo na Formação Bruta de Capital Fixo (investimento) que teve expansão de 4,3%; seguindo do Consumo das Famílias de 2,3%. Na Indústria e Serviços ambos cresceram 1,3%. Esta é a primeira vez em que todos os componentes da demanda interna apresentam resultado positivo desde o segundo trimestre de 2014.

Analisando Setor de energia elétrica brasileiro pode-se dar destaque a Classe de Consumo Industrial, que apresentou avanço no consumo de +1,3% (EPE/RESENHA MERCADO ENERGIA ELÉTRICA – Ano XI, Nº 136). Na Classe de Consumo Comercial e de Serviços, os resultados preliminares apontam para um fraco crescimento, de +0,6%, que se explica, em grande parte devido ao desempenho do Sul (+4,1%), Centro-Oeste (+3,6%) e Sudeste (+0,6%), contra queda no Nordeste (-1,3%) e Norte (-1,1%).

Na Classe Residencial, o consumo cresceu +1,2% pela expansão da base de consumidores, segundo a EPE o consumo médio por residência não teve variação. Assim, a Classe Residencial fecha o ano de 2018 com aumento de 1 milhão de unidades consumidoras (UC), totalizando 71,9 milhões UC.

Em termos gerais o consumo de energia elétrica no mercado cativo reduziu 1,3% em 2018 frente ao ano anterior, enquanto o mercado livre cresceu 6,3% no ano. A migração de consumidores do mercado cativo para o livre favoreceu o incremento de consumo de energia elétrica neste mercado.

Desta forma, o crescimento do consumo de energia elétrica, no mercado nacional em 2018 totalizou 472.242 GWh, ante a 467.161 GWh de 2017.

Considerando os cenários macroeconômicos traçados por diversos analistas econômicos para 2019, há o indicativo que o PIB ficará entre 2,5%, e 3,0%. No entanto, para atingir este patamar de crescimento econômico será necessário melhorar o equilíbrio fiscal e se fazer as reformas que estão na agenda do Governo Federal, sendo a Reforma da previdência a mais esperada pelo mercado.

A economia brasileira continua apresentando sinais favoráveis à retomada do crescimento. A manutenção dos juros e da inflação em patamares baixos sugere que o crescimento deve acelerar ao longo de 2019.

Neste contexto setorial e macroeconômico a CEEE-D deu continuidade à política de redução dos custos e despesas operacionais gerenciáveis e na busca pelo incremento da receita operacional, continuando com o Programa de Combate as Perdas Não Técnicas, renegociando débitos de grandes consumidores, entre outras ações.

Buscando otimizar a geração operacional de caixa, foi dada continuidade no Programa de Recuperação de Energia, com o reforço das inspeções anuais (média de 20.000/ano com equipes próprias) através de empresa contratada que cresceram 90.000 inspeções anuais, passando para 110.000 inspeções por ano com equipes próprias e terceirizadas. Paralelamente, estão em fase de implantação às ações do programa de tecnologia para recuperação de perdas, 100% financiados pelos agentes internacionais BID/AFD, com o objetivo de telemedição e medição blindada dos maiores consumidores e das regiões com maior complexidade social, respectivamente. A meta com esta ação é de, em um horizonte de 03 anos, incrementar fortemente a receita da CEEE-D. O investimento no Programa de Recuperação de Energia totaliza R\$ 88 milhões.

Dada a atual estrutura de capital da empresa, muito prejudicada pelo contexto econômico retraído e pelos custos historicamente carregados pela CEEE-D referente às obrigações com os empregados aposentados denominados “Ex-Autárquicos”, está inserido no planejamento econômico da Concessionária um reforço em seu Capital Social, dentro deste contexto já foram recebidos a título de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital da sua holding CEEE-PAR, aproximadamente R\$ 177,2 milhões.

Finalmente, no que se refere às obrigações com os empregados ex-autárquicos, no início do exercício de 2012, a CEEE-D obteve o direito de receber da União 1,8 bilhão pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os desembolsos dos 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. 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, de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, lide que tramita nos autos do processo nº 0002230-10.2015.4.01.3400 – 6.ª VARA FEDERAL – TRF1.

7.1 DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D registrou prejuízo de R\$ (989.345) milhões no encerramento do exercício de 2018, representando um aumento do mesmo de 1.030,31% ante o prejuízo de R\$ (87.529) milhões no mesmo período de 2017.

O resultado líquido negativo de 2018 apresentou acréscimo significativo em relação ao exercício de 2017 muito em razão dos efeitos de eventos não recorrentes ocorridos no ano anterior, quais sejam:

- ✓ Registro do Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, celebrado junto a sua parte relacionada CEEE-GT no montante de R\$ 284.000 milhões e;
- ✓ Reconhecimento do benefício fiscal oriundo da adesão aos parcelamentos federais PERT e PRT em R\$ 322.000 milhões.

Nessa esteira o resultado líquido negativo do exercício 2018 aumentou 42,6% em relação ao ano de 2017, livre dos seus eventos não recorrentes.

Durante o exercício de 2018 os fatores de maior relevância que influenciaram no resultado líquido da Companhia, foram o acréscimo nos custos não-gerenciáveis, especialmente nos encargos de uso do sistema de transmissão, em 83,1%, incremento nos custos e despesas operacionais, principalmente na remuneração e encargos em consequência dos acordos coletivos dos períodos de 2017 e 2018, homologados no exercício de 2018, trazendo reajuste de 4,69% e 1,81% respectivamente e também no resultado financeiro, os juros e multas, em consequência das adesões aos parcelamentos de tributos e inadimplência do período e a variação cambial negativa do dólar, a qual impacta os saldos dos financiamentos BID e AFD, e a energia comprada de ITAIPU.

O Ebitda (lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização) foi de R\$ (353.659) milhões em 2018 comparado aos R\$72.778 milhões em 2017, representando uma variação de -585,94% no período. Outrossim, o Ebitda de 2018 caiu 67,4% comparado ao exercício de 2017, descontado os fatos não recorrentes.

A receita operacional líquida da distribuidora no exercício de 2018 foi de R\$ 3.333.827 milhões, incremento 9,06% frente aos R\$ 3.056.913 milhões apresentados no exercício de 2017.

O custo do serviço de energia elétrica apresentou incremento de 11,29%, totalizando R\$ 3.501.159 milhões no exercício de 2018 comparados aos R\$ 3.145.947 milhões em 2017.

Os custos gerenciáveis (custos e despesas operacionais) apresentaram variação de 16,85%, somando R\$ 1.172.309 milhões em 2018 comparados aos R\$ 1.003.293 milhões no exercício de 2017.

A distribuidora reportou investimento de R\$ 248,0 milhões no ano de 2018, entre ativos da concessão e ativos da concessionária.

O endividamento com instituições financeiras aumentou 34,29%, passando de R\$ 597.775 milhões do exercício de 2017 para R\$ 802.727 milhões no exercício de 2018.

7.2 Resultados do Exercício

7.2.1 Receita Bruta

A Receita Bruta da CEEE D registrou no exercício de 2018 um incremento de 13,88%, apresentando um montante de R\$ 5.899.209 milhões ante um total de R\$ 5.180.194 milhões em 2017. A variação observada justifica-se essencialmente à (o):

Impactos Positivos:

- Fornecimento de Energia Elétrica – a variação positiva é reflexo do reajuste tarifário para o ciclo 2017/2018, o qual refletiu em um incremento médio para o consumidor de 30,62%.
- Receita de Construção- houve incremento de 76,25% em comparação ao exercício de 2017, em consequência dos investimentos realizados na planta elétrica da Distribuidora.
- Outras Receitas Operacionais – incremento na receita com o subsídio tarifário CDE.

Impactos Negativos:

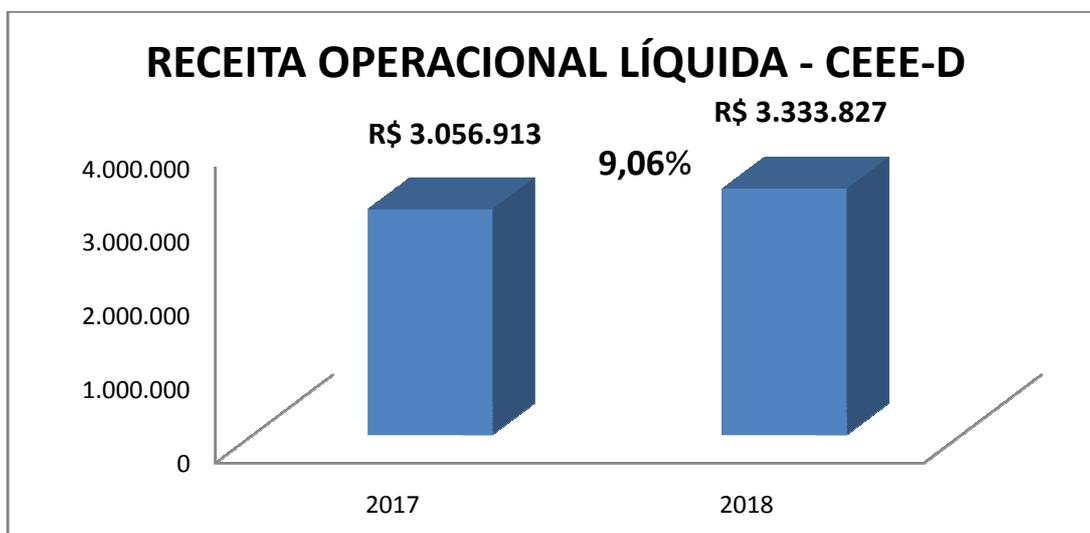
- Valores a receber da Parcela A e outros itens financeiros – a variação no período dos valores de CVA e outros itens financeiros que impactam a receita, foi negativa em 96,09%, em razão dos saldos homologados nos últimos reajustes tarifários da Concessionária.

7.2.2 Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional atingiram R\$ 2.565.381 milhões em 2018, frente aos R\$ 2.123.281 milhões de 2017, refletindo em variação de 20,82%. Este acréscimo é verificado nos impostos incidentes sobre a Receita, ICMS (29,0%) e Pis e Cofins (12,5%), em consequência do incremento verificado na mesma. Também é percebido incremento na quota CDE em 29,6%.

7.2.3 Receita Operacional Líquida

A Receita Operacional Líquida obteve variação positiva de 9,06%, em consequência das variações da Receita Bruta e Deduções da Receita Operacional, conforme explicado anteriormente.



7.2.4 Custo do Serviço de Energia Elétrica

No exercício de 2018, o Custo do Serviço de Energia Elétrica apresentou acréscimo de 11,29% em relação ao exercício anterior. O Custo do Serviço de Energia Elétrica divide-se em Custo com Energia Elétrica, que é composto pela Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do Uso do Sistema, e Custo de Operação, o qual consiste na totalidade dos custos incorridos para a execução do serviço de Distribuição de Energia Elétrica.

No exercício de 2018, o Custo com Energia Elétrica (Energia Comprada e Encargos de Uso do Sistema) apresentou aumento de 10,01% em relação ao ano anterior, passando de R\$ 2.394.002 milhões em 2017 para R\$ 2.633.661 milhões em 2018. Os principal fator que ocasionou este incremento foi o aumento na

rubrica de encargos de uso do sistema de transmissão em 83,10% comparados ao exercício anterior, explicados pelo acréscimo na TUST, em decorrência do reajuste das transmissoras.

Já no que se refere aos Custos de Operação, verifica-se aumento em 15,37% quando comparados ao exercício de 2017, este aumento é observado especialmente no Custo com Pessoal (Encargos e Remuneração), reflexo da homologação dos acordos coletivos, trazendo reajustes nos salários e bônus alimentação de 4,69%, relativo ao período de 2017, e de 1,81%, relativo ao período de 2018.

Outra rubrica que apresentou considerável acréscimo é o Custo de Construção em 76,25%, em consequência dos investimentos realizados na planta elétrica da Distribuidora. Ressalta-se que não há margem de ganho na construção dos ativos.

7.2.5 Despesas Operacionais

As Despesas Operacionais apresentaram acréscimo de 21,27% em relação ao exercício de 2017. Esta variação é justificada essencialmente pelo incremento na Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, impactada pelo reconhecimento de perdas nas classes de Poder Público e Residencial.

Também apresentou variação significativa a rubrica de Provisão para Contingências Trabalhistas, com aumento de 29,38% em relação ao exercício de 2017. Este incremento é justificado pelo acréscimo no número de processos trabalhistas, bem como nos valores das causas impetradas no período.

7.2.6 Outras Receitas

No ano de 2018, as Outras Receitas apresentaram variação de -84,49%. O decréscimo é reflexo da contabilização do Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, celebrado junto a sua parte relacionada CEEE-GT e anuído pela ANEEL, realizado no exercício de 2017. Naquela ocasião foi realizada 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. Para tanto foi contratada a empresa CMP Construtora Marcelino Porto Ltda, por meio de procedimento licitatório, para realização do Laudo de Avaliação do Imóvel, a qual resultou em valorização do mesmo considerando valor de mercado, ocorrendo um Ganho na Alienação do bem no montante de R\$ 284.000 milhões.

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

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

	31/12/2018	31/12/2017	Δ %
Receita Operacional Bruta	5.899.209	5.180.194	13,88
Deduções da Receita Operacional	(2.565.381)	(2.123.281)	20,82
Receita Operacional Líquida	3.333.827	3.056.913	9,06
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(3.501.159)	(3.145.948)	11,29
Custo com Energia Elétrica	(2.633.661)	(2.394.002)	10,01
Custo de Operação	(867.498)	(751.946)	15,37
Lucro Operacional Bruto	(167.332)	(89.035)	87,94
Despesas Operacionais	(304.811)	(251.346)	21,27
Outras Receitas	51.644	333.038	(84,49)
Outras Despesas	(36.827)	(31.450)	17,10
Resultado do Serviço	(457.326)	(38.793)	1.078,89
Depreciação e Amortização	103.667	111.571	(7,08)
EBITDA	(353.659)	72.778	(585,94)
Margem EBITDA	-10,61%	2,36%	(548,55)
Receita/Despesa Financeira	(583.254)	(295.203)	97,58
IR e CS	51.236	246.468	(79,21)
Resultado Líquido do Período	(989.345)	(87.529)	1.030,30

7.3 LAJIDA/EBITDA

O Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização - LAJIDA, usualmente denominado pelo mercado como EBITDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais.

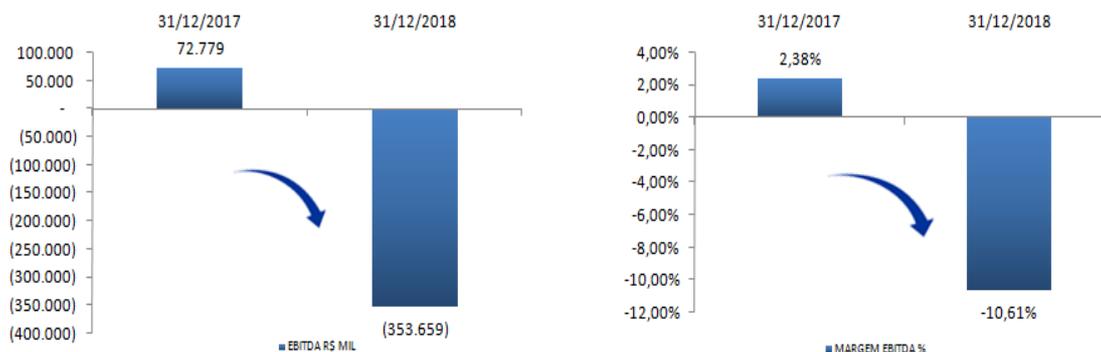
O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

Analisando os efeitos ocorridos no resultado da companhia, já comentados anteriormente, principalmente no que diz respeito ao acréscimo no custo dos serviços de energia elétrica e despesas operacionais e o efeito extraordinário ocorrido no resultado no exercício de 2017, em consequência do ganho na alienação do imóvel dado em contrapartida da quitação parcial do mútuo com sua parte relacionada CEEE-GT, verifica-se que o EBITDA apresentou variação de -585,94%, passando de R\$ 72.779 milhões em 2017, para R\$ -353.659 milhões em 2018.

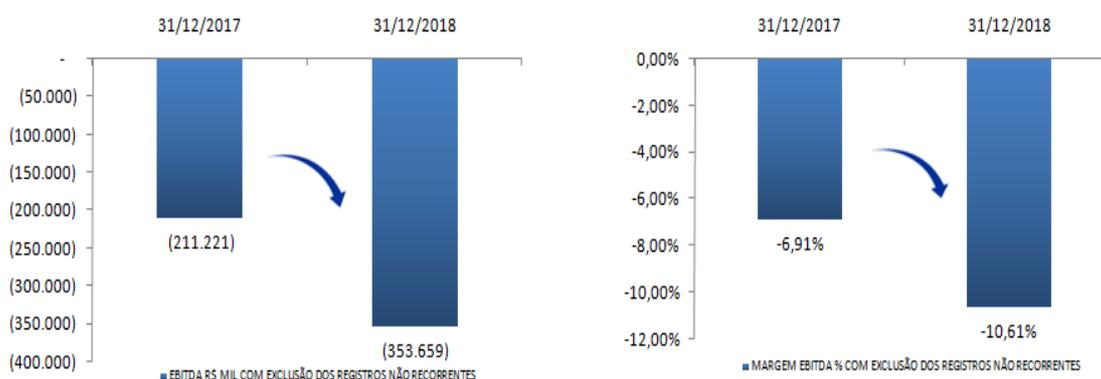
A margem EBITDA variou de 2,38% em 2017 para -10,61% em 2018.

	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2018 à 31/12/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2017 à 31/12/2017	Varição 2018/2017
Receita Operacional Líquida	3.333.827	3.056.913	9,06%
(-) Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(3.501.159)	(3.145.947)	11,29%
(-) Despesas/Receitas Operacionais (*)	(289.994)	50.242	-677,19%
= Resultado Operacional	(457.326)	(38.792)	1078,92%
(+) Depreciação/Amortização	103.667	111.571	-7,08%
EBTIDA	(353.659)	72.779	-585,94%
Margem EBTIDA	-10,61%	2,38%	-545,57%

(*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesas financeiras.



Excluindo os efeitos não recorrentes a evolução do EBITDA fica demonstrada da seguinte forma:



7.3.1 Resultado Financeiro

O resultado financeiro cresceu negativamente 97,58% se comparado ao mesmo período do ano anterior, segregado em:

- Receita Financeira – Em dezembro de 2018, as receitas totalizaram R\$423.210, havendo aumento de receita em 13,68% se comparado com o mesmo período do ano anterior, o qual totalizou em R\$372.282.
- Despesa Financeira – Em dezembro de 2018, as despesas totalizaram R\$1.006.464 frente aos R\$ 667.485, apresentados em 2017. Acréscimo de 50,78%.

A variação negativa do resultado financeiro é verificada em decorrência da variação cambial negativa do período, o qual apresentou desvalorização do real frente ao dólar e dos registros de despesas com juros e multas, em consequência das adesões aos parcelamentos de tributos e inadimplência do período.

7.3.2 Resultado do Período

Como consequência da combinação de todos os efeitos anteriormente expostos, o resultado do período é de R\$(989.345), apresentando um acréscimo de 1.030,31%, em relação ao prejuízo de R\$(87.529) em dezembro de 2017.



Excluindo os efeitos dos resultados não-recorrentes registrados no exercício anterior, quais sejam: registro do Termo Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, com ganho na alienação, e benefício fiscal oriundo da adesão aos parcelamentos federais PERT e PRT, a evolução do resultado líquido fica demonstrada da seguinte forma:



7.3.3 Endividamento com Instituições Financeiras

Em 2018, o saldo da dívida da CEEE-D totalizou em R\$ 802.726 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-D	INDEXADOR	Saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		16.077	2,003%
MOEDA NACIONAL - ELETROBRAS RGR	RGR	16.077	2,003%
Saldo Devedor da Dívida Externa		786.649	97,997%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	313.321	39,032%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	473.328	58,965%
Saldo Devedor da Dívida		802.726	100,00%

7.3.4 Ingressos Extra-Operacionais

No mês de fevereiro de 2018, a CEEE-D recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 43.370.000 milhões, e em junho de 2018 mais R\$ 92.568.462, resultante do financiamento firmado junto Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, os dois possuem objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS D (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-D).

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da empresa Maciel Auditores 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, dos trimestres e do encerramento do ano de 2019, com a possibilidade de renovações a cada doze meses, limitadas a sessenta meses.

Por força do Mandado de Segurança 001/1.18.0127045-8, impetrado por uma das empresas concorrentes no certame, a contratação foi suspensa em 03.12.2018, até que no dia 20 do mesmo mês, o magistrado de plantão permitiu a execução dos serviços exclusivamente à auditoria do exercício de 2018.

Neste cenário, em 15.01.2019, o contrato CEEED/5000003213 foi assinado para execução dos serviços de auditoria relativos ao encerramento do exercício de 2018.

O contrato conta com o valor de R\$95.686,50, referente a 2.103 horas de trabalho, tendo como prazo limite de execução do objeto a data de 31.05.2019. No escopo do contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras, 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 distribuidora, a Auditoria Independente da Maciel Auditores S/S possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (valor de R\$99.827,00, e uma carga de 2.194 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 Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, representa 46,76% 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 no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 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.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor Financeiro

Giovani Francisco da Silva
Diretor Administrativo

Daniel Vargas de Farias
Diretor de Distribuição

Jorge Paglioli Jobim
Diretor de Geração e Transmissão

Balanco Patrimonial
 (Valores expressos em milhares de reais)

<u>ATIVO</u>	Nota Explicativa	31/12/2018	REAPRESENTADO 31/12/2017
ATIVO CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	137.406	138.713
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	701.374	550.463
Tributos a Recuperar	7	14.322	30.916
Estoques	8	40.891	28.303
Ativo Financeiro Setorial	10	161.895	161.526
Outros Créditos a Receber.....	9	280.853	303.878
		1.336.741	1.213.799
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	98.767	13.121
Tributos a Recuperar	7	41.445	25.701
Depósitos Judiciais	11	74.639	66.613
Ativo Contratual (infra estrutura em construção).....	12.1	481.849	374.203
Ativo Financeiro da Concessão	12.2	189.914	178.892
Bens e Direitos	13	42.457	42.457
Outros Créditos a Receber	9	1.888	1.888
Imobilizado	14	206.777	197.459
Intangível	15	1.698.758	1.707.904
		2.836.494	2.608.238
TOTAL DO ATIVO		4.173.235	3.822.037
PASSIVO			
PASSIVO CIRCULANTE			
Fornecedores	16	587.225	603.792
Obrigações Trabalhistas.....	17	68.122	74.318
Obrigações Fiscais	18	1.519.807	528.352
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	19	55.184	36.707
Provisão para Benefícios a Empregados	20	214.875	241.777
Obrigações da Concessão	21	450.714	446.432
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	22	76.366	62.176
Outros Passivos	24	236.474	232.331
		3.208.767	2.225.885
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	16	502.704	569.467
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	19	747.543	561.068
Provisão para Benefícios a Empregados	20	970.695	791.014
Obrigações Fiscais	18	164.821	96.363
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	22	139.512	135.959
Obrigações da Concessão	21	350.493	489.495
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	23	37.065	88.300
Outros Passivos	24	404.076	104.964
		3.316.909	2.836.630
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (Passivo a Descoberto)			
Capital Social	25.1	23.703	23.703
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	25.2	177.202	84.993
Reserva de Incentivos Fiscais	25.3	1.592.060	1.592.060
Outros Resultados Abrangentes	25.4	(652.244)	(437.417)
Prejuízos Acumulados		(3.493.162)	(2.503.817)
		(2.352.441)	(1.240.478)
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		4.173.235	3.822.037

As notas explicativas da administração são parte integrante das informações trimestrais

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	REAPRESENTADO	
		01/01/2018 à 31/12/2018	01/01/2017 à 31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27	3.333.828	3.056.913
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(3.501.160)	(3.145.947)
Custo com Energia Elétrica	28	(2.633.661)	(2.394.002)
Custo de Operação	29	(867.499)	(751.946)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		(167.332)	(89.035)
Despesas Operacionais		(304.811)	(251.346)
Outras Receitas	30	51.644	333.038
Outras Despesas	30	(36.827)	(31.450)
RESULTADO DO SERVIÇO		(457.326)	(38.793)
Resultado Financeiro, Líquido	31	(583.254)	(295.203)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(1.040.580)	(333.997)
Imposto de Renda Diferido	32	37.673	181.227
Contribuição Social Diferida	32	13.562	65.241
RESULTADO DO PERÍODO		(989.345)	(87.529)
Resultado Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	26	(102,20)	(9,04)
Resultado Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	26	(102,20)	(9,04)

As notas explicativas da Administração são parte integrante das informações Trimestrais

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	01/01/2018 à 30/12/2018	01/01/2017 à 30/12/2017
Prejuízo do Período		(989.345)	(87.529)
Outros Resultados Abrangentes		(214.828)	(1.933)
Ganho/Perda Atuarial	20.6	(214.828)	(1.933)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes		-	-
Resultado Abrangente		(1.204.173)	(89.462)

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração das Mutações no Passivo a Descoberto

(Valores expressos em milhares de reais)

	Reserva de Lucro					Total
	Capital Social Integralizado	Reserva de Incentivos Fiscais	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	
Saldos em 31/12/2016	23.703	1.592.060	-	(2.416.288)	(435.484)	(1.236.010)
Prejuízo do Período	-	-	-	(87.529)	-	(87.529)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	84.993	-	-	84.993
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-
Ganho/Perda Atuarial	-	-	-	-	(1.933)	(1.933)
Total de outros resultados abrangentes, líquido	-	-	-	-	(1.933)	(1.933)
Saldos em 31/12/2017	23.703	1.592.060	84.993	(2.503.817)	(437.417)	(1.240.478)
	Reserva de Lucro					
	Capital Social Integralizado	Reserva de Incentivos Fiscais	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
Saldos em 31/12/2017	23.703	1.592.060	84.993	(2.503.817)	(437.417)	(1.240.478)
Prejuízo do Período	-	-	-	(989.345)	-	(989.345)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	92.209	-	-	92.209
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(214.827)	-
Ganho/Perda Atuarial	-	-	-	-	-	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31/12/2018	23.703	1.592.060	177.202	(3.493.162)	(652.244)	(2.352.441)

As notas explicativas da Administração são parte integrante das informações Trimestrais

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

	31/12/2018	31/12/2017
		REAPRESENTADO
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro/Prejuízo do Período	(989.345)	(87.529)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa		
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	106.136	7.067
Encargos de dívidas provisionados.....	28.049	-
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	116.739	122.576
Constituição de Provisão para Passivos e Outras.....	79.876	35.849
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	114.417	86.071
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(51.235)	(246.467)
Baixas do Ativo Imobilizado e Intangível	31.126	63.774
CAIXA GERADO/APLICADO NAS OPERAÇÕES	(564.237)	(18.660)
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	(567.518)	(414.808)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.....	(350.975)	(42.803)
Tributos a Recuperar	849	(6.302)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	-	7.782
Estoques	(12.588)	(23.830)
Depósitos Judiciais	(8.026)	18.716
Ativo Financeiro da Concessão	(111.789)	(79.099)
Ativo Contratual (infra estrutura em construção).....	(107.646)	(4.610)
Outros Créditos a Receber	23.024	(123.136)
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	(368)	(161.526)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	988.635	421.306
Fornecedores	(83.330)	541.006
Obrigações Trabalhistas	(6.196)	12.010
Obrigações Fiscais	1.059.914	(8.976)
Provisão para Benefícios a Empregados	(124.180)	(94.625)
Obrigações da Concessão	(134.722)	181.914
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	69.633
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	-	(303.811)
Pagamento de Encargos de Dívidas	(26.107)	(16.420)
Outros Passivos	303.256	40.574
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	(143.120)	(12.162)
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento	(47.270)	(103.173)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	(15.920)	(52.602)
Aquisição de Ativo Intangível	(31.350)	(50.571)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Caixa Líquido Gerado (Aplicado) nas Atividades de Financiamento	189.082	231.248
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	92.209	84.993
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	139.920	170.777
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos.....	(43.047)	(24.523)
DIMINUIÇÃO/AUMENTO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(1.307)	115.912
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	138.713	22.801
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	137.406	138.713

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Nota Explicativa	31/12/2018	REAPRESENTADO 31/12/2017
RECEITAS			
Venda de Energia e Serviços	27	5.899.208	5.180.194
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	29	(114.417)	(86.071)
Outras Receitas e Despesas	30	14.817	301.588
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(2.971.560)	(2.668.486)
Material	29	(20.800)	(11.600)
Serviços de Terceiros	29	(77.567)	(97.382)
Custo de Energia Comprada	28	(2.633.663)	(2.394.002)
Outros Custos Operacionais	29	(27.828)	(29.946)
Custo de Construção	29	(208.993)	(118.575)
Outras Despesas Operacionais		(2.708)	(16.982)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		2.828.048	2.727.224
(-) Depreciação e Amortização	29	(6.560)	(9.576)
(-) Amortização do Intangível da Concessão	29	(110.179)	(101.833)
(-) Provisões	29	(79.349)	(65.578)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		2.631.960	2.550.237
(+) Receitas Financeiras	31	423.210	372.283
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		3.055.171	2.922.519
Distribuição do Valor Adicionado			
Pessoal			
Remuneração Direta		451.319	402.210
Benefícios		229.300	198.793
Plano de Benefícios Previdenciais		64.712	53.240
Compromissos Previdenciais		121.790	117.783
F.G.T.S.		14.912	13.397
		20.604	18.996
Impostos, Taxas e Contribuições			
Federais		2.572.336	1.928.632
Estaduais		1.190.123	857.671
		1.382.213	1.070.962
Remuneração de Capitais de Terceiros			
Despesas Financeiras	31	1.020.860	679.206
Aluguéis	29	1.006.464	667.485
Remuneração de Capitais Próprios			
Lucro/Prejuízo do Período		(989.345)	(87.529)
		(989.345)	(87.529)
TOTAL		3.055.170	2.922.519

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

às Demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2018
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (Companhia), com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova nº 201, Sala 721, Bairro Jardim Carvalho, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, é uma sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul, através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, que detém 65,92% do seu capital total. A CEEE-D foi organizada em conformidade com a Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006, tendo sido constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, em 27 de novembro de 2006, em consonância com a Lei Federal Nº 10.848/04. A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de distribuição de energia elétrica; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de distribuição de energia elétrica e; a exploração da respectiva infraestrutura para a prestação de outros serviços, desde que previstos no seu contrato de concessão ou autorizados na legislação.

1.1. Concessão

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 1,60 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 9 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 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.

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

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 dois anos consecutivos ou de quaisquer das condições ao final do período de cinco anos, acarretará a extinção da concessão, respeitadas as disposições definidas no 4º Termo Aditivo, particularmente o direito de ampla defesa.

1.2. Tarifas

O Contrato de Concessão estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de novembro e revisadas a cada 05 (cinco) 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;	Outras Realties
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	

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.

1.2.1. Distribuição - Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.484/2018, aprovou os valores do Reajuste Tarifário Anual da CEEE-D. As tarifas de aplicação homologadas estarão vigentes entre 22 de novembro de 2018 e 21 de novembro de 2019.

O efeito médio do reajuste tarifário para os consumidores da Companhia foi de 7,35%, sendo 8,32% para baixa tensão em média - abaixo de 2,3 kV (Ex.: residenciais) e 5,24% para alta tensão em média – de 2,3 a 230 kV (Ex.: industriais). No reajuste tarifário de 2017, os componentes financeiros totalizaram R\$ 165.273.150,18. Este valor foi cobrado do consumidor através da tarifa até 21/11/2018. No dia 22 de novembro, esses componentes financeiros foram retirados da tarifa. Tal retirada representou redução de -4,82% na tarifa percebida pelo consumidor da CEEE-D e entraram em vigor os novos componentes financeiros. Esses totalizaram R\$ 234.756.566,56, sendo o item de maior impacto no Reajuste Tarifário da Distribuidora. O segundo item de maior impacto foi o custo com Compra de Energia, seguido dos Encargos Setoriais e Custos de Distribuição (Parcela B). Por sua vez, os custos com transmissão reduziram gerando um impacto de -4,23%.

O Reajuste Tarifário Anual de 2018, também atualizou o valor da Parcela B da CEEE-D. A Parcela B compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia e se refere a custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. O valor da parcela B foi atualizado em 0,56%, passando de R\$ 734.773.185,26 para R\$ 738.918.429,83 sobre o mercado faturado nos últimos 12 meses anteriores à data do reajuste.

1.2.2. 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. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 o valor acrescido pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00, a cada 100 kWh; a partir de 2 de março, os valores foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50, a cada 100 kWh. Após 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50, a cada 100 kWh. Em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos, ao passo que a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh, conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016.

Em 24/10/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu pela instauração da Audiência Pública - AP nº 61/2017 com objetivo de obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias e que a proposta apresentada nessa AP fosse aplicada, em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017. O acionamento das bandeiras tarifárias, definido para todo o Sistema Interligado Nacional, passou a ser baseado nos valores definidos:

- Bandeira Verde: não há acréscimo;
- Bandeira Amarela: R\$1,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: R\$3,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: R\$5,00 aplicado para cada 100 kWh;

Por meio do Decreto nº 8.401/2015, foi criada 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 do 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.

A CEEE-D obteve em torno de R\$ 147 milhões de receita com bandeiras tarifárias. Durante o ano, a Companhia repassou R\$ 20 milhões para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) referente aos meses de janeiro, novembro e dezembro. Nos demais meses a CEEE-D foi credora da CCRBT em um montante de R\$ 47 milhões.

1.3. Gestão Financeira e Plano de Ajuste Estrutural

Os últimos anos foram marcados pelo desaquecimento da economia brasileira e gaúcha, gerando retração do consumo e produção, indisponibilidade de linhas de financiamento e desemprego. A principal causa da crise foi o esgotamento do modelo de crescimento econômico baseado na expansão do consumo e de crédito abundante. Apesar da adoção de políticas anticíclicas, o Governo viu a recessão avançar ao longo de 2016, 2017 e 2018 com reflexo no risco Brasil, prejudicando e encarecendo o acesso ao capital de terceiros pelas empresas, não sendo diferente para o segmento de energia elétrica.

Afora a questão macroeconômica há que se destacar igualmente o desequilíbrio pelo qual vem passando o próprio setor elétrico, especialmente após os efeitos da MP 579.

Para o enfrentamento desse contexto recessivo e de crise no setor elétrico, foram tomadas medidas de ajuste financeiro, as quais buscaram a recuperação da Companhia, combatida por vários anos de resultados negativos.

Neste contexto setorial e macroeconômico a CEEE-D deu continuidade à política de redução dos custos e despesas operacionais gerenciáveis, e na busca pelo incremento da receita operacional, continuando com o Programa de Combate as Perdas Não Técnicas, renegociando débitos de grandes consumidores, entre outras ações.

A retração do consumo de energia e o fenômeno da migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre assolaram os resultados econômicos e o caixa da Distribuidora nos exercícios de 2016 e 2017, em face da problemática sobrecontratação de energia. Esta última deve-se aos seguintes fatores: i) a recessão da economia conjugada com a elevação das tarifas de energia elétrica, que provocou acentuada queda no consumo de energia; ii) por sua vez, esses fatores incentivaram a migração de consumidores para o ambiente de contratação livre; iii) adicionalmente, a quantidade recebida em cotas de garantia física à distribuidora foi superior ao montante de reposicionamento (energia correspondente aos contratos em encerramento no ano).

Merece relevo o fato da CEEE-D, mesmo sem geração de caixa positiva, investir no incremento robusto de sua planta elétrica, aliando política seletiva de uso dos recursos próprios para investimentos e os dos financiamentos obtidos junto ao BID/AFD.

1.3.1. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira da Companhia partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. O referido Plano teve suas diretrizes aprovadas pela Diretoria no dia 27 de novembro de 2015, e foi apresentado ao Conselho de Administração em 14 de dezembro de 2015, destacando o cenário recente do setor elétrico nacional e as condições estabelecidas nos termos aditivos aos contratos de concessão das empresas do Grupo CEEE, especialmente os impactos incidentes do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 081-1999 da CEEE-D, contemplando os critérios de eficiência, racionalidade e modicidade tarifária.

A partir desse diagnóstico, o Plano de Ajuste Estrutural estabelece diretrizes, ações e metas, mediante a busca da eficiência da qualidade do serviço prestado, da eficiência da gestão econômico-financeira e da racionalidade operacional e econômica nos termos propostos pelo Decreto nº 8.461/2015 e condicionantes expressas no termo aditivo ao contrato de concessão.

O Plano tem como eixo central o completo alinhamento ao modelo de regulação preconizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com incremento de receita a partir da assertividade dos investimentos e adequação dos custos e despesas operacionais aos limites da tarifa. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste Estrutural foi realizada, especialmente àquelas que se referem às tratativas para a repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a manutenção do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e o Plano de Resultados.

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

1. 4. Continuidade Operacional

A Companhia apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre os ativos circulantes no encerramento do período no montante de R\$2.352.411 e R\$1.872.025 respectivamente.

No intuito de enfrentar tal resultado a Administração da Companhia instituiu o Programa de Ajuste Estrutural (PAE), visando à reestruturação de dívidas, elevação das receitas e redução dos custos e despesas operacionais. Com isso, pretende elevar a geração de caixa de forma a equalizar os ativos e os passivos.

Os resultados desta política e os esforços empreendidos na continuidade operacional são expressos na busca pela redução dos custos e despesas operacionais, na repactuação do mútuo existente entre a CEEE-D e a CEEE-GT, pelo prazo de 24 meses no exercício de 2018, e na significativa melhoria dos indicadores técnicos da Companhia (DEC/FEC).

Nos últimos anos os desafios também se vislumbraram no cenário macroeconômico com a retração do consumo de energia e o fenômeno de migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre, que somados, assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da sobrecontratação de energia.

Estas situações conduzem a reflexos decisivos na geração de caixa operacional no período (EBITDA) e, conseqüentemente, prejudicam os planos de investimentos de expansão e modernização dos serviços concedidos, além de provocar inadimplência com outras obrigações.

As demonstrações financeiras 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

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

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As Demonstrações Financeiras 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.

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 IFRS não requerem a

apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.1.1. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 21/03/2018.

3.1.2. 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.

3.1.3. 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.

3.1.4. 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.

3.1.5. 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.

3.2. Uso de Estimativas

A preparação das demonstrações financeiras 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, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem às seguintes questões:

Ativo e Passivo financeiro setorial

A partir da adoção do 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 intangível

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

Os diretores afirmam que, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017, 2016 e 2015, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015.

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 de Créditos Estimados com Liquidação Duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber que a administração entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Esta constituída por valor considerado suficiente 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 5 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.

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. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

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 do 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. Os diretores entendem que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

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

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e 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. ‘

4.1.2. Classificação

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2018, adota as práticas previstas nas normas CPC 48/ IFRS 9, substituindo os procedimentos das normas anteriores CPC 38 / IAS 39 (Instrumentos Financeiros), para seus ativos e passivos financeiros, 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; e
 - valor justo por meio de outros resultados abrangente.

- ii) Redução ao valor recuperável, no qual o novo modelo migra para uma forma de registro que toma como base a estimativa da perda esperada e não mais as perdas incorridas, inclusive, quando ocorre mudança significativa no aumento de risco de crédito da carteira relacionada ao ativo financeiro.

Trimestralmente a Companhia revisa os ativos financeiros, de forma individual ou pela análise da carteira de contratos em que os mesmos estão inseridos, no intuito de encontrar indicativo sobre o aumento de riscos que possam comprometer o fluxo de caixa ou contraprestação esperada, levando a um registro de perdas pelo 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 CPC 48 /IFRS 9, não havendo impactos significativos de implantação da norma no âmbito desta demonstração financeira.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

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

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

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

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

4.4. Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

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.

4.5. Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PPECLD

Baseia-se em critérios específicos do setor elétrico no que diz respeito à antiguidade de vencimento das faturas, além de efetuar a análise criteriosa onde contempla fatores como: existência de garantias reais do não recebimento, histórico de inadimplência dos consumidores, parcelamentos de débitos vigentes, devedores em situação de concordata ou análise de valores que estão sob discussão judicial. A provisão é constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Consumidores, Concessionárias e Permissionárias. A Companhia realiza o ajuste de valor recuperável, para atendimento à norma IFRS 9 / CPC48, quando testa as suas carteiras de contratos no intuito de identificar aumento significativo no risco de crédito que leve ao comprometimento do fluxo de caixa ou contraprestação esperada.

4.6. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (impairment)

4.6.1. 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 por uma provisão.

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

4.6.2. 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.

4.7. Ajuste a Valor Presente

Os ativos e passivos de longo prazo, bem como os de curto prazo, caso relevante, 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, com base em análises realizadas e na melhor estimativa da administração.

4.8. Estoques

Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles utilizados na prestação dos serviços de construção e melhorias (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo a 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 estoque é reconhecida como despesa do período em que a redução ou a perda ocorreram.

4.9. 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.

4.10. 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.

4.11. 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

imediate 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. As propriedades para investimentos representam os bens não utilizados no objetivo da Concessão, mantidos para valorização ou renda.

4.12. Contrato de Concessão (Ativo Intangível e Financeiro)

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, a Companhia aplica o modelo “bifurcado”, que é o que melhor representa o negócio de Distribuição de energia elétrica, reconhecendo o ativo da concessão parte como ativo intangível e parte como ativo financeiro. Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão e contemplados na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. Os ativos administrativos e do apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

O 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 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.

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.

A Companhia reconhece a receita de construção e melhorias ao longo da implantação, 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. 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.

Considerando que a indenização devida pelo Poder Concedente ao final da concessão representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, a entrada em vigor do CPC 47 e do CPC 48, no julgamento da mesma, não apresenta conflito com as interpretações contábeis já adotadas pela Companhia, em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão.

4.13. 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 repostor

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.

4.14. Intangível

Incluem o direito de cobrar os usuários pelos serviços de construção e melhorias da infraestrutura à serviço da concessão de distribuição de energia elétrica.

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais.

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

A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão é calculada pela taxa de depreciação regulatória dos bens individuais. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. As taxas de depreciação regulatória dos principais bens à serviço da concessão são as seguintes:

Taxas de depreciação dos itens mais relevantes do Ativo Não-Circulante	Taxa anual
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 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.

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

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como às 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.

4.16. Arrendamento Mercantil

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

A partir de janeiro de 2019 entra em vigor a nova norma IFRS 16 / CPC 06 (R2) que trata da nova metodologia para mensuração e registro das operações de arrendamento. A Companhia realizou estudo com a finalidade de

identificar o impacto de adoção desta nova norma, estando os detalhes expostos na nota explicativa 4.30 - Novas normas e interpretações ainda sem impacto.

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. 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.

4.19. Provisões para Contingências Trabalhistas e Cíveis

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

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

4.20. Outros Ativos e Passivos

Os outros ativos e passivos 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.

4.21. 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 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.

4.22. Provisão para Benefícios a Empregados

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

A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios 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.

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

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

4.24. Reconhecimento da Receita

4.24.1. 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.

4.24.2. 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.

4.24.3. Receita de Construção

A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O 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.

4.24.4. Receita Financeira

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

4.25. 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.

4.26. 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 34.

4.27. 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 às compensações que devem

ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

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

4.28. Demonstração do Resultado

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

4.29. Principais mudanças nas políticas contábeis – vigentes em 2018.

As principais normas divulgadas pelo *International Accounting Standard* – IASB e normatizadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, as quais tiveram vigência a partir de 01 de janeiro de 2018, são as seguintes:

i) CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente (IFRS 15)

Este pronunciamento substituiu os pronunciamentos técnicos CPC 17 - Contrato de Construção (IAS 11), CPC 30 - Receitas (IAS 18) e suas interpretações que vinham sendo aplicados como prática contábil para as empresas do setor elétrico. A partir de 01 de janeiro de 2018, o CPC 47, estabelece novo modelo para mensuração e reconhecimento das receitas advindas dos contratos de fornecimento de bens e serviços.

Como ponto inovador e incremental aos pronunciamentos anteriores, a nova norma estabelece que a receita deve ser reconhecida no momento em que for provável que a entidade receberá a contraprestação à qual tem direito em troca dos bens e serviços transferidos.

Outro ponto a ser observado pelas empresas é que a receita deverá ser mensurada e reconhecida pelo seu valor líquido das obrigações de *performance* vinculadas aos contratos. Neste quesito, o pronunciamento esclarece que a obrigação de *performance* se refere à todas as obrigações que a entidade assume na ocasião da transferência dos bens e serviços ou após esta.

O pronunciamento comunica ainda que a entidade pode adotar os princípios de aplicabilidade do novo método com base em uma carteira de contratos com características similares em obrigações de *performance*. Isso se a entidade considerar que ao avaliar o portfólio da carteira de contratos, entende que os resultados não produzem informações diferentes nas demonstrações contábeis quando avaliados de forma individual.

Neste contexto, a Companhia avaliou as suas carteiras de contratos com as mesmas características em obrigações de *performance* e encontrou impacto na adoção do novo pronunciamento para o grupo de receitas relacionadas ao TUSD (Tarifa de uso do sistema de distribuição).

O órgão regulador ANEEL determina que a concessionária deverá creditar em fatura do consumidor o valor monetário correspondente ao descumprimento dos padrões técnicos comerciais não atendidos. Tratam-se dos indicadores de penalidades DIC - Duração de Interrupção Individual, FIC - Frequência de Interrupção Individual, DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua, DICRI - Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico, DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

Como possuem caráter de penalidade, a ANEEL, através do item 16 do Despacho Nº 4.097 de 30 de dezembro de 2010, regrou o registro destes indicadores como despesa financeira. Contudo, em sua revisão do Manual de

Contabilidade, oficializada através da Resolução Normativa Nº 605/2014, determinou que estes valores fossem contabilizados como Gastos Operacionais, isso para as demonstrações contábeis regulatórias.

Em relação às demonstrações contábeis societárias, o CPC 47 / IFRS15 traz a figura da contraprestação variável, sendo que esta pode variar em razão dos descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades e outros similares.

Desta forma, a Companhia, ao avaliar a classificação destas penalidades pelo descumprimento dos indicadores de qualidade no fornecimento de energia sob o ângulo de aplicação do novo CPC, realizou o seguinte comparativo:

Bem/Serviço Transferido	Natureza da obrigação de desempenho	Reconhecimento da receita segundo CPC 47, a partir de 01.01.2018	Reconhecimento da receita segundo o CPC 30, vigente até 31.12.2017
Receita de Uso do Sistema de Distribuição TUSD-TE e TUSD-TU	Penalidades pelo descumprimento dos níveis adequados no fornecimento de energia elétrica	A receita (contraprestação variável) deve ser reconhecida pelo valor líquido de descontos, penalidades, abatimentos [...]	As penalidades eram tratadas como despesa operacional. As receitas eram registradas pelo valor justo, deduzidas de descontos comerciais e bonificações.

Sob a abordagem do CPC 47, a Companhia reclassificou estas penalidades do grupo de contas “Despesas Operacionais” para “Receita Líquida”, apresentando a seguir os impactos desta reclassificação em suas demonstrações contábeis relativas ao exercício de 2018.

Em mil R\$	Saldo divulgado em 31.12.2018	Ajustes CPC47/IFRS15	Saldos sem a adoção do CPC47/IFRS15
Receita Líquida	3.333.828	(21.174)	3.355.002
Custo com Serviço de Energia Elétrica.....	(3.501.159)	-	(3.501.159)
Despesas Operacionais.....	(304.811)	21.174	(325.985)
Outras Receitas.....	51.644	-	51.644
Outras Despesas.....	(36.827)	-	(36.827)
Resultado Financeiro Líquido.....	(583.254)	-	(583.254)
Tributos Diferidos.....	51.236	-	51.236
EBTIDA.....	<u>(989.345)</u>	<u>-</u>	<u>(989.345)</u>

A Companhia também analisou as receitas de construção da infraestrutura da concessão e concluiu que as mesmas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. Com base nas análises realizadas, a Companhia reclassificou os saldos contábeis representativos dos bens vinculados à concessão, durante o período de construção ou melhoria, da rubrica de ativo financeiro da concessão para ativo contratual (nota explicativa 12).

	Saldo Divulgado em 31.12.2018	Ajustes CPC 47/IFRS 15	Saldos sem a Adoção em 31.12.2018
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	481.849	481.849	-
Ativo Financeiro da Concessão	189.915	(481.849)	671.764
Total	<u>671.764</u>	<u>-</u>	<u>671.764</u>

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 47 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

ii) CPC 48 – Instrumentos Financeiros (IFRS 9)

Este pronunciamento trouxe, a partir de 01 de janeiro de 2018, uma nova abordagem a respeito da classificação, mensuração, reconhecimento e provisão de perdas de valor recuperável sobre os ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros.

As classificações anteriormente previstas no parágrafo 45 do CPC 38 / IAS 39, estavam assim elencadas: **i)** ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado; **ii)** investimentos mantidos até o vencimento; **iii)** empréstimos e contas a receber; e **iv)** ativos financeiros disponíveis para venda.

A partir da vigência do pronunciamento CPC 48, a Companhia passou a classificar seus ativos e passivos financeiros com base no modelo de negócio em que a gestão dos mesmos leve ao atingimento do seu objetivo comercial, considerando as intenções da administração em relação ao instrumento individual ou agrupado em um portfólio. As novas classificações adotadas são:

- i) Custo amortizado;
- ii) Valor justo por meio do resultado (VJR); e
- iii) Valor justo por meio de outros resultados abrangente (VJORA).

Com as novas classificações introduzidas pelo CPC 48 / IFRS 9, vieram os novos conceitos para o enquadramento dos ativos e passivos financeiros, estes observados pela Companhia no momento de classificação dos seus instrumentos. Desta forma, descreve-se abaixo as principais características sobre cada uma das modalidades:

- i) Custo amortizado:
 - a) Quando o ativo for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo principal seja receber fluxos de caixa contratuais; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto;

- ii) Valor justo por meio do resultado (VJR):
 - a) Quando não for mensurado pelo custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Entretanto, no reconhecimento inicial, a Companhia pode, de forma irrevogável, designar um ativo financeiro que, de outra forma, satisfaça os quesitos para serem mensurados ao custo amortizado ou VJORA como ao VJR, se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma poderia surgir.
- iii) Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA):
 - a) Quando o ativo financeiro for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo seja tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais ou pela venda do ativo; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Apresentados estes conceitos, o quadro a seguir descreve sobre como a Companhia realiza esta avaliação para a classificação dos seus ativos e passivos financeiros:

Política aplicada a partir de 01 de janeiro de 2018:

Avaliação do modelo de negócio:	A companhia faz a avaliação do modelo de negócio para o ativo ou passivo financeiro, seja em sua forma individual ou em um portfólio de ativos/contratos que apresentem as mesmas características de recebimento ou pagamento que não se difiram quando analisados de forma individual.
	A classificação inclui a verificação de como se concentra a estratégia da administração, ou do órgão regulador, a respeito das características de recebimento de principal e juros em um fluxo de caixa,

	<p>consideradas também as possibilidades de venda, indenização, ou pagamento do instrumento.</p> <p>Para fins desta avaliação, “principal” é o valor justo do ativo financeiro no momento do seu reconhecimento inicial. De outra forma, “juros” são considerados os encargos para cobrir da taxa relacionada à perda do valor do dinheiro no tempo e o risco de crédito associado.</p>
Formas de reconhecimento de ganhos e perdas:	<p>Ativos financeiros mensurados pelo VJR: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem, exemplo: juros, taxas de retorno sobre o investimento (remuneração), dividendos e redução ao valor recuperável.</p> <p>Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Exemplo: redução de valor recuperável, juros e variações monetárias.</p> <p>Ativos financeiros mensurados ao VJORA: Os ganhos e perdas decorrentes de juros, variações monetárias e redução ao valor recuperável são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Outros ganhos e perdas líquidas são reconhecidos no ORA. No momento de desconhecimento, os ganhos e perdas acumulados são reclassificados para o resultado.</p>

O novo pronunciamento trouxe como inovador o conceito de que as perdas de valor recuperável dos ativos migram de um modelo de “perdas incorridas” para um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O quadro abaixo retrata as principais práticas da Companhia no sentido de acompanhar se o valor contábil líquido dos seus ativos estão apresentados nas demonstrações contábeis por seu valor plenamente recuperável.

Perdas ao valor recuperável:	<p>A Companhia avalia periodicamente se existem sinais de aumento no risco de crédito que seja significativa para o fluxo de caixa da contraprestação esperada para liquidação do ativo financeiro/contratual.</p> <p>Especificamente para os ativos contratuais, a Companhia avalia o comportamento, através do portfólio de contratos, dos seus principais contratos, que são os relacionados ao fornecimento de energia elétrica.</p> <p>Nesta avaliação, é criticado o histórico da inadimplência da carteira de contas a receber relacionadas às classes de consumo residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, além de outras rubricas que compõem o contas a receber.</p> <p>Para realizar este estudo, a Companhia criou uma matriz de perdas que contempla o histórico de inadimplência dos últimos 24 meses, com o objetivo de estabelecer um percentual razoável de perdas por risco de crédito em cada portfólio de contratos, e, com isso, entende que são atendidas as determinações do CPC 48, quando requer a avaliação da entidade sobre a identificação de possível aumentos significativos no risco de crédito nos fluxos de caixa dos ativos contratuais.</p> <p>Sobre os demais ativos financeiros, a companhia avalia o valor justo dos mesmos por meio de comparativo com o valor de mercado, que em alguns casos pode ser o valor novo de reposição (VNR) devidamente constante em resolução homologatória do órgão regulador, que, em alguns casos, podem ser atualizados por algum indexador de inflação, geralmente, IPCA.</p> <p>Outros ativos financeiros têm seu valor justo identificado pela metodologia de fluxo de caixa descontado por uma taxa de desconto razoável para o modelo de negócio ou ainda é constituído um fluxo de caixa que contempla os investimentos iniciais e as receitas (contraprestações) esperadas ao longo da vida do ativo/contrato, estabelecendo a taxa de retorno que é utilizada para a sua atualização e para identificação do valor presente do fluxo de caixa.</p> <p>Quando é identificado um valor inferior entre o valor recuperável e o valor líquido constante nos saldos contábeis, seja pela venda ou pelo fluxo de caixa advindo do uso do ativo, a diferença é ajustada imediatamente no resultado no momento em que ocorre.</p>
-------------------------------------	--

Desde a adoção inicial do CPC 48/ IFRS 9, em 01 de janeiro de 2018, a Companhia revisa periodicamente as premissas e os dados que sustentam a construção da matriz de inadimplência, que gera um *aging list* (antiguidade de vencimentos) dos ativos contratuais, assim como os dados para elaboração dos fluxos de caixa, com o objetivo de identificar qualquer alteração significativa que possa elevar o risco de crédito e ocasionar um registro de perda por valor recuperável. Desta forma, a Administração entende que os registros de perdas esperadas são suficientes para sustentar o valor recuperável dos seus ativos nestas demonstrações contábeis.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 48 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não reapresentando informações comparativas com os períodos anteriores decorrentes de aplicação do novo pronunciamento.

A seguir, são demonstrados os ativos financeiros e suas novas classificações nos moldes do novo pronunciamento contábil:

	Nota	Classificação de acordo com:		31/12/2017	01/01/2018
		CPC 38/IAS 39	CPC 48/IFRS 9		
Ativos Financeiros					
Aplicações Financeiras	5	VJR	VJR	96.656	96.656
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Custo Amortizado	563.583	563.583
Ativo Financeiro da Concessão	12.2	Disponível para Venda	VJR	178.892	189.915
Passivos Financeiros					
Fornecedores	16	Custo Amortizado	Custo Amortizado	1.173.259	1.173.259
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	19	Custo Amortizado	Custo Amortizado	597.775	597.775

4.30. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2019, 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 2018, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

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)

i) Interpretação e aplicação

O IASB emitiu a Norma IFRS 16, que define os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de *leases* (arrendamentos). 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, e que aborda os princípios para a mensuração e reconhecimento das operações com arrendamentos. O princípio norteador desta nova normativa diz respeito ao reconhecimento do ativo e passivo advindo do direito de uso de um bem objeto do contrato de arrendamento.

A Companhia realizou levantamento em todos os seus contratos com características de arrendamentos, com a finalidade de avaliar o impacto de adoção da nova norma para divulgação nas demonstrações financeiras do exercício de 2018, assim como para projetar o impacto nas demonstrações do exercício de 2019.

No levantamento dos contratos foram ponderados alguns pré-requisitos para o registro como ativo e passivo de direito de uso, sendo eles:

- a) a identificação de um ativo exclusivo no contrato de arrendamento, o qual o arrendador não tenha o direito de substituição;
- b) o arrendatário obtém substancialmente todos os benefícios econômicos do uso do ativo durante todo o período de uso;
- c) o direito do arrendatário em direcionar a finalidade de utilização do ativo durante todo o período de uso.
- d) o período de arrendamento é superior a doze meses; e
- e) o arrendamento não é de pequeno valor.

Este levantamento de contratos trouxe o seguinte cenário de análise para a aplicação da nova norma:



ii) Mensuração do ativo de direito de uso e do passivo de arrendamento

Para cada contrato escopo da nova norma contábil, a Companhia adotou a metodologia de fluxo de caixa descontado, com o objetivo de identificar o valor presente dos ativo e passivo a serem registrados pelo direito de uso em 1º de janeiro de 2019. Foram considerados no fluxo de caixa os valores mensais das parcelas fixadas no contrato, pelo período de janeiro de 2019 até o último período contratual, sendo considerados os reajustes anuais que ocorrem por IGP-M.

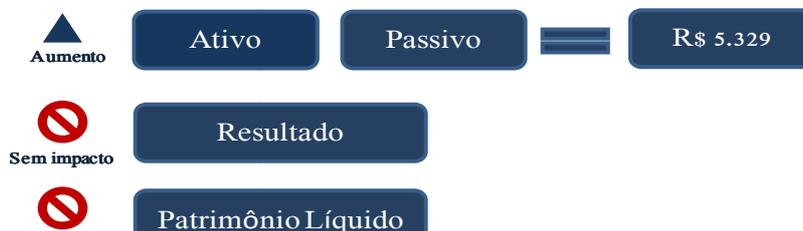
Os fluxos de caixa foram ajustados a valor presente pela taxa incremental de empréstimos e financiamentos, sendo aquela que representa o custo real das suas últimas consultas para captações no mercado financeiro. A Companhia considerou como adequada a taxa (% CDI + 4,5% a.a) convertidas para taxa efetiva mensal.

iii) Impactos da adoção

A Administração da Companhia conclui que, a partir da aplicação da nova norma IFRS/16, além do reconhecimento dos ativo e passivo do direito de uso, que até então não eram registrados pela prática contábil vigente, ocorrerá o deslocamento de parte do custo do contrato do resultado operacional para o resultado financeiro.

A Companhia demonstra a seguir os impactos da aplicação da norma no momento de sua adoção em 1º de janeiro de 2019:

Na adoção jan./19: Em mil R\$



A Companhia também avaliou o impacto da adoção da norma em seu resultado para ao longo do exercício de 2019 e para os exercícios seguintes, em comparação à norma anterior CPC06, estando os valores demonstrados na tabela que segue:

2019 (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	1.029	805 -	224
Despesa Financeira	-	568	568
Resultado Líquido	1.029	1.373	344

Exercícios Seguintes (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	11.725	8.712 -	3.013
Despesa Financeira	-	2.669	2.669
Resultado Líquido	11.725	11.381 -	344

A partir da análise dos dados apresentados, a Companhia concluiu que, no momento da adoção inicial, ocorrerá um aumento dos ativos e passivos de direito de uso na ordem de R\$ 5,3 milhões, sem reflexo no resultado ou no patrimônio líquido.

Já no resultado em 2019, ocorrerão uma redução da despesa operacional e um incremento da despesa financeira. Desta forma, o resultado líquido será reduzido em R\$ 344 mil neste exercício. Contudo, percebe-se que esta influência no resultado é temporária, sendo revertida nos exercícios seguintes.

Diante deste cenário, considerando que os valores aqui apresentados são imateriais frente aos valores das demonstrações contábeis da Companhia, a Administração está avaliando se deve adotar a nova norma, uma vez que deve ser observado o julgamento da materialidade, este bem apontado pela CVM em seu Ofício-Circular Nº 01/2019.

Por fim, a Administração da Companhia informar que não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio líquido divulgado.

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

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.

A companhia ainda está analisando os impactos decorrentes da implantação da nova norma.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS.

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE			
Numerário Disponível		19.871	42.057
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL	33	117.535	96.656
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		137.406	138.713

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$19.871 (R\$42.057 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata (Equivalentes de Caixa)

O valor de R\$117.535 (R\$96.656 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a Aplicações Financeiras, aplicadas 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	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE						
Consumidores	6.1	408.871	135.252	493.908	1.038.030	796.148
Suprimento de Energia		152	-	-	152	151
Encargo de Uso da Rede		2.697	-	-	2.697	1.477
Permissionárias		5	-	-	5	363
Parcelamentos	6.2	98.441	39.059	107.211	244.711	215.521
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	6.3	-	-	(584.222)	(584.221)	(463.197)
Total		510.166	174.311	16.897	701.374	550.462
NÃO CIRCULANTE						
Parcelamentos	6.2	98.767	-	-	98.767	13.121
Total		98.767	-	-	98.767	13.121
Total Geral		608.933	174.311	16.897	800.141	563.583

6.1. Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
Residencial	163.545	82.810	178.923	425.278	400.070
Industrial	36.475	8.191	57.083	101.749	58.826
Comercial Serviços e Outras Atividades	131.040	32.448	117.174	280.662	153.426
Rural	26.906	5.429	18.625	50.960	27.056
Poder Público	25.535	4.961	49.171	79.666	43.490
Iluminação Pública	8.367	1.097	72.900	82.364	103.499
Serviço Público	17.003	316	32	17.351	9.781
Total	408.871	135.252	493.908	1.038.030	796.148

6.2. Parcelamentos

O montante de R\$244.711 (R\$215.521 em 31 de dezembro de 2017) no ativo circulante e R\$98.767 (R\$13.121 em 31 de dezembro de 2017) 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

CONSUMIDORES POR CLASSE	Saldo 31/12/2017	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2018
Residencial	153.602	63.708	(38.387)	178.923
Industrial	36.528	14.636	(20)	51.145
Comercial Serviços e Outras Atividades	74.348	32.936	(1.172)	106.113
Rural	10.879	4.319	(81)	15.117
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	93.945	42.941	(21.313)	115.573
Títulos de Créditos a Receber e Parcelamentos	93.895	31.491	(8.035)	117.351
Tota	463.197	190.031	(69.008)	584.222

Foram incluídos os valores totais dos créditos junto aos consumidores 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

	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
ICMS a Compensar	7.592	9.187
IRPJ e CSLL a Compensar	5.551	20.466
PIS e COFINS a Compensar	643	742
Outros Créditos a Compensar	536	521
Total	14.322	30.916
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar*	41.319	25.589
IRRF a Compensar	49	49
INSS a Compensar	74	61
Outros Créditos a Compensar	3	2
Total	41.445	25.701

*A expectativa de realização dos valores registrados no não circulante é de 04 (quatro) anos conforme dispositivo legal estabelecido na Lei Complementar nº 87/96 que permite a constituição e respectiva fruição deste crédito tributário.

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
Estoque de Operação	40.891	28.303
Total	40.891	28.303

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

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE			
Programa RELUZ	9.1 / 33	23	1.028
Programa de Eficiência Energética - PEE	9.2	23.105	16.644
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.3	7.152	8.601
Adiantamento a Fornecedores		13.545	1.209
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4 / 33	5.725	5.877
Adiantamento a Empregados		3.253	2.614
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		318	9.520
Cedência de Funcionários	33	206	34
Repasse Conta CCRBT		531	-
Subvenção CDE - PLT	33	-	1.833
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017		-	207.066
Acordo CGTEE Processo nº 2344/07	9.7	-	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.484/2018	9.5/33	141.038	-
Serviço Próprio	9.6	59.543	23.137
Outros Devedores		26.414	26.315
Total		280.853	303.878
NÃO CIRCULANTE			
Títulos de Crédito a Receber		17	17
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.871	1.871
Total		1.888	1.888
Total Geral		282.741	305.766

9.1. Programa RELUZ

O valor de R\$23 (R\$1.028 em 31 de dezembro de 2017) 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\$23.105 (R\$16.644 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à aplicação dos recursos provenientes dos Programas de Eficiência Energética, que visam demonstrar à sociedade a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica.

9.3. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$7.152 (R\$8.601 em 31 de dezembro de 2017) 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.

9.4. Subvenção à Receita Baixa Renda – Tarifa Social

O valor de R\$5.725 (R\$5.877 em 31 de dezembro de 2017) 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.

9.5. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.484/2018

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Eletrobras à CEEE-D, no período de competência de novembro de 2018 a outubro de 2019, 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 24).

9.6. Serviço Próprio

O valor de R\$ 59.543 (R\$23.137 em 31 de dezembro de 2017) 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. ATIVO / PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$161.895 (R\$161.526 em 31 de dezembro de 2017) 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 nº 1.2)

	Saldos em 31/12/2017	Ciclo Passado	A Amortizar Ciclo Passado 11/2017 a 10/2018	Constituição Ciclo corrente	Atualização Monetária Ciclo corrente	Saldos em 31/12/2018
CVA Ativa	367.775	(367.775)	441.172	73.865	2.187	517.224
CVA AQUISIÇÃO ENERGIA - CICLO PASSADO	323.143	(323.143)	408.654	-	-	408.654
CVA AQUISIÇÃO ENERGIA - CICLO CORRENTE	-	-	-	61.291	1.813	63.104
CVA TRANSP ITAIPÚ CICLO PASSADO	13.229	(13.229)	-	-	-	-
CVA TRANSP ITAIPÚ CICLO CORRENTE	-	-	-	818	78	896
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO PASSADO	31.194	(31.194)	28.129	-	-	28.129
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO CORRENTE	-	-	-	-	221	221
CVA CDE CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA CDE CICLO CORRENTE	-	-	-	10.947	75	11.022
CVA ANGRA ESS/EER CICLO PASSADO	-	-	4.389	-	-	4.389
CVA ESS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO PASSADO	209	(209)	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO CORRENTE	-	-	-	809	-	809
Demais Ativos Financeiros Setoriais	148.270	(148.270)	120.002	-	-	120.002
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO PASSADO	21.451	-21.451	15.389	-	-	15.389
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS CICLO PASSADO	104.269	(104.269)	78.277	-	-	78.277
CVA OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA OUTROS CICLO PASSADO	22.550	-22.550	26.336	-	-	26.336
CVA OUTROS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
Total do Ativo	516.045	(516.045)	561.174	73.865	2.187	637.226
CVA Passiva	(138.019)	138.019	(173.703)	(46.853)	(1.806)	(222.362)
CVA ENERGIA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA ENERGIA CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO CORRENTE	-	-	-	(29.305)	(177)	(29.482)
CVA CDE CICLO PASSADO	(16.169)	16.169	-	-	-	-
CVA CDE CICLO CORRENTE	-	-	-	-	(82)	(82)
CVA ESS CICLO PASSADO	(121.850)	121.850	(173.703)	-	-	(173.703)
CVA ESS CICLO CORRENTE	-	-	-	(16.041)	(1.539)	(17.580)
CVA PROINFA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO CORRENTE	-	-	-	(1.507)	(8)	(1.515)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(185.637)	185.637	(191.221)	(41.437)	(3.426)	(236.085)
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO PASSADO	(5.829)	5.829	-	-	-	-
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO CORRENTE	(1.210)	1.210	-	(12.712)	(37)	(12.749)
Outros Componentes Financeiros	(178.598)	178.598	(191.221)	(28.725)	(3.389)	(223.336)
CVA SOBRECONTRATAÇÃO MCP CICLO PASSADO	-	-	(66.981)	-	-	(66.981)
CVA Sobrecontratação para o ano civil de 2016	-	-	-	(12.388)	(3.389)	(15.778)
CVA OUTROS COMP. FINANCEIROS CICLO PASSADO	(178.598)	178.598	(124.240)	-	-	(124.240)
CVA OUTROS COMP. FINANCEIROS CICLO CORRENTE	-	-	-	(16.337)	-	(16.337)
Total do Passivo	(323.656)	323.656	(364.924)	(88.290)	(5.232)	(458.447)
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial Líquido	192.389	(192.389)	196.250	(14.425)	(3.045)	178.779

Outros Componentes Setoriais Financeiros

	Saldos em 31/12/2017	Ciclo Passado	A Amortizar Ciclo Passado 11/2017 a 10/2018	Constituição Ciclo corrente	Atualização Monetária Ciclo corrente	Saldos em 31/12/2018
Despesas Pagas antecipadamente						
Quotas de Custeio e Energia - Proinfa	5.349	-	(58.837)	59.643	-	6.156
Total do Ativo	5.349	-	(58.837)	59.643	-	6.156
Demais Passivos Financeiros Setoriais						
Reversão Faturamento Ultrapassagem de Demanda	(11.811)	-	16.220	(12.188)	-	(7.779)
Reversão Fatur. Excedente de Reativos	(24.401)	-	31.107	(21.967)	-	(15.261)
Total do Passivo	(36.212)	-	47.327	(34.155)	-	(23.040)
Total Outros Componentes Setoriais Financeiros Líquido	(30.863)	-	(11.510)	25.488	-	(16.884)
Total Ativo Financeiro Setorial	161.526	(192.389)	184.740	11.062	(3.045)	161.895

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$74.639 (R\$66.613 em 31 de dezembro de 2017) 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 22).

12. ATIVO DA CONCESSÃO

Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro e ativo intangível:

		31/12/2018	31/12/2017	1/12/2017
Ativo Contratual (infra estrutura em construção).....	12.1	481.849	374.203	295.105
Ativo Financeiro da Concessão.....	12.2	189.914	178.892	174.282
Ativo Intangível da Concessão.....	12.3	1.603.304	1.642.758	1.738.570
Total do Ativo da Concessão		2.275.067	2.195.853	2.207.957

12.1 Ativo Contratual (Infraestrutura em Construção)

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 (nota explicativa nº 4.29), 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) é como segue:

	Ativo Contratual 31/12/2018	Ativo Contratual 31/12/2017
Saldo Inicial	374.203	295.105
(+) Receita de Construção (Adições).....	208.993	118.574
(+/-) Transferência (Bifurcação).....	(101.399)	(39.476)
(-) Perda de Valor recuperável.....	-	-
(-) Outros.....	52	-
Saldo final	481.849	374.203

12.2 Ativo Financeiro da Concessão

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 5 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:

	Ativo Financeiro 31/12/2018	Ativo Financeiro 31/12/2017
Saldo inicial	178.892	174.282
(+) Atualização Financeira.....	7.267	4.524
(+/-) Transferência (Bifurcação).....	3.930	174
(-) Baixas.....	(124)	(7)
(-) Perda de Valor recuperável.....	-	-
Outros.....	(51)	(81)
Saldo final	189.914	178.892

12.3 Ativo Intangível da Concessão

O intangível da concessão integra o total da rubrica do ativo intangível, cuja composição e movimentação estão apresentadas na nota explicativa 15. 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. A composição e movimentação do ativo intangível da concessão estão apresentados na nota 15.

12.4. 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.

12.5. Valor Recuperável do Ativo da Concessão

Em 31 de Dezembro de 2018, o valor dos Ativos Vinculados à Concessão totaliza R\$ 2.275.068 (em 31 de dezembro de 2017 R\$ 2.195.854). 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 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; 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 tendo em vista os seguintes elementos: as ações do Plano de Ajuste Estrutural e os investimentos prudentes que estão sendo realizados de modo a incrementar a Base de Remuneração Regulatória.

13. BENS E DIREITOS

13.1. Bens de Uso Futuro e Bens de 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.

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	57.845	57.845
(-) Amortização Acumulada	(15.388)	(15.388)
	<u>42.457</u>	<u>42.457</u>

14. IMOBILIZADO

	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2018
Custo						
Terrenos	4.630	-	-	-	-	4.630
Edificações	22.025	-	-	2.022	-	24.047
Máquinas e Equipamentos	62.517	-	(466)	5.311	18	67.379
Veículos	47.760	-	(619)	8.391	-	55.533
Móveis e Utensílios	6.652	-	(45)	-	-	6.607
	<u>143.584</u>	<u>-</u>	<u>(1.130)</u>	<u>15.724</u>	<u>18</u>	<u>158.196</u>
Depreciação						
Edificações	(21.196)	(84)	-	-	-	(21.280)
Máquinas e Equipamentos	(35.306)	(4.401)	429	(3)	-	(39.281)
Veículos	(41.301)	(1.741)	615	-	-	(42.427)
Móveis e Utensílios	(5.351)	(172)	44	-	-	(5.479)
	<u>(103.154)</u>	<u>(6.398)</u>	<u>1.088</u>	<u>(3)</u>	<u>-</u>	<u>(108.467)</u>
Fora do Escopo (Reflexo do IFRIC 12)						
Imobilizado não vinculado	17.064	-	-	(4)	-	17.060
Depreciação	(12.308)	(162)	-	3	-	(12.468)
	<u>4.756</u>	<u>(162)</u>	<u>-</u>	<u>(1)</u>	<u>-</u>	<u>4.592</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>45.186</u>	<u>(6.560)</u>	<u>(42)</u>	<u>15.720</u>	<u>18</u>	<u>54.321</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>152.273</u>	<u>19.218</u>	<u>-</u>	<u>(19.017)</u>	<u>(18)</u>	<u>152.455</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>197.459</u>	<u>12.658</u>	<u>(42)</u>	<u>(3.297)</u>	<u>-</u>	<u>206.777</u>

O Ativo Imobilizado da Companhia é composto por bens administrativos, veículos e móveis e utensílios, não sendo os mesmos objetos do contrato de concessão e, por consequência, não abrangidos pela aplicação do ICPC 01 / IFRIC 12 (Contratos de Concessão).

Estes ativos são adquiridos já fabricados e entram em operação tão logo sejam recebidos pela Companhia, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento. O Ativo Imobilizado em Curso no montante de R\$152.455 (R\$152.273 em 31 de dezembro 2017) é composto por valores registrados das aquisições em andamento (R\$ 68.087) que não compõem o escopo do ICPC01/IFRIC12 (Contratos de Concessão), e por materiais armazenados em depósitos destinados ao investimento (R\$ 90.797) que passarão a compor o escopo do ICPC01/IFRIC12 quando da sua efetiva utilização nas Ordens de Imobilização de obras vinculadas ao serviço concedido.

A depreciação é calculada de forma linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante do ativo imobilizado.

15. INTANGÍVEL

	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	88.091	3.144.556	3.232.647
Aquisições	31.351	-	31.351
Baixas	-	(77.233)	(77.233)
Transferência do Ativo Financeiro	3.297	97.468	100.765
Outros	-	88	88
Saldo em 30 de Dezembro de 2018	122.739	3.164.879	3.287.618
Amortização e perdas por redução do valor recuperável			
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(22.946)	(1.501.797)	(1.524.743)
Amortização do Período	(4.339)	(105.839)	(110.178)
Baixas	-	46.064	46.064
Outros	-	(2)	(2)
Saldo em 30 de Dezembro de 2018	(27.285)	(1.561.574)	(1.588.859)
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	65.145	1.642.759	1.707.904
Saldo em 30 de Dezembro de 2018	95.454	1.603.305	1.698.759

15.1 Intangível 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. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro (vide nota explicativa nº 13), pois será recuperado através de indenização.

15.2 Softwares

São licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente, por um período de 05 anos.

16. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Encargos de Uso da Rede	41.487	61.455
Energia Elétrica Comprada para Revenda	251.306	191.427
PROINFA - Programa de Incentivos as Fontes Alternativas.....	1.161	67.663
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015.....	42.383	42.234
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	127.564	9.656
Materiais e Serviços	111.650	96.657
Energia de Curto Prazo - CCEE	81	119.016
Retenção Contratual	11.593	15.684
Total	587.225	603.792
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015.....	142.556	157.353
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	360.148	412.114
Total	502.704	569.467

16.1. Repactuação de Dívida – PROINFA

O saldo de R\$1.161 (R\$67.663 em 31 de dezembro de 2017) no Passivo Circulante refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Programa de Incentivos às Fontes de Energia Alternativa celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$ 66.554 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/12/2016 a 10/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização é de 12 (doze) meses tendo sido iniciada em 30/12/2017, sendo seu vencimento todo dia 30 de cada mês.

16.2. Repactuação de Dívida – Itaipu

16.2.1 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 02/2015 a 30/06/2015

O saldo de R\$42.383 (R\$42.234 em 31 de dezembro de 2017) no Passivo Circulante e R\$142.556 (R\$ 157.353 em 31 de dezembro de 2017) 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. O valor repactuado é de U\$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 (sessenta) meses, a contar após o período de carência de 24 (vinte e quatro) meses, nos quais serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

16.2.2 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017

O saldo de R\$127.564 (R\$9.656 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante e R\$360.148 (R\$412.114 em 31 de dezembro de 2017) 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. O valor repactuado é de U\$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 (doze) parcelas iniciais no valor de US\$ 100 (cem mil dólares americanos) cada e as 48 (quarenta e oito) 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.

17. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
Provisão para Férias, 13 º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	43.035	41.181
Retenções sobre a Folha de Pagamento	25.087	33.137
Total	68.122	74.318

O valor de R\$25.087 (R\$33.137 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	1.368.069	379.089
Parcelamento PIS / COFINS	55.148	45.067
Parcelamento ICMS	25.379	34.211
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte	4.800	25.926
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	9	217
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	2.011	3.345
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	51.687	29.463
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	11.164	6.357
Outros	1.540	4.677
Total	1.519.807	528.352
NÃO CIRCULANTE		
Parcelamento PIS / COFINS	118.512	29.793
Parcelamento ICMS	46.309	66.570
Total	164.821	96.363

18.1. Parcelamentos PIS/COFINS – PGFN

O valor de R\$14.137 no passivo circulante e R\$9.425 no passivo não circulante referem-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 43 (quarenta e três) parcelas.

Data do Evento	Histórico	Valor
22/08/2014	Parcelamento PIS/COFINS - PGFN	52.475
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	13.227
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(45.451)
	Saldo a Pagar	20.251
CIRCULANTE		14.295
NÃO CIRCULANTE		5.956
Total		20.251

18.2. Parcelamentos PIS/COFINS - RFB

O valor de R\$ 29.945 no passivo circulante e R\$.117.284 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 4 (quatro) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
19/09/2018	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	184.036
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	3.659
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(44.443)
	Saldo a Pagar	143.252
CIRCULANTE		30.697
NÃO CIRCULANTE		112.556
Total		143.253

18.3. Parcelamento PERT – MP nº 766/2017

A Concessionária efetuou, em maio de 2017, o parcelamento das contribuições do PIS e da COFINS vencidas até 30/11/16, nos termos da MP nº 766/2017. O saldo devedor era de R\$ 248.848, sendo repactuado pelo valor de R\$ 59.723, parcelado em 24 (vinte e quatro) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, já tendo sido liquidadas 20 (vinte) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
12/05/2017	Parcelamento PERT - MP 766/2017	248.848
12/05/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(189.125)
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	3.029
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(52.596)
	Saldo a Pagar	10.156
CIRCULANTE		10.156
Total		10.156

O PRT permitiu a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL. No que se refere a estes créditos, a Companhia só conseguiria utilizá-los em caso de lucros tributários futuros, trazendo a possibilidade de amortização atual aos débitos parcelados ou ainda, inadimplidos.

18.4. Parcelamento Estadual – 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 nºs 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 18 (dezoito) parcelas.

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	108.789
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	9.003
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(46.104)
	Saldo a Pagar	71.688
CIRCULANTE		25.379
NÃO CIRCULANTE		46.309
Total		71.688

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

19.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.

CREDOR	31/12/2018							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia TIA	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	92	3.827	12.160	16.077
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	3.827	12.160	16.077
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	3.461	17.214	292.645	313.321
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	4.547	26.043	442.738	473.328
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					8.008	43.257	735.383	786.649
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					8.100	47.083	747.543	802.726
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					8.100	47.083	747.543	802.726

CREDOR	31/12/2017							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia TIA	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	92	4.465	15.642	20.199
Consumidores	-	-	-	-	-	5.572	9	5.581
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	10.037	15.651	25.780
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	2.876	10.080	269.150	282.107
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	1.948	11.673	276.267	289.888
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					4.825	21.753	545.417	571.995
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					4.917	31.790	561.068	597.775
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					4.917	31.790	561.068	597.775

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 - Governo Federal e Governo Estadual/ 02 - Procuração para Acesso em Conta Corrente

19.1.1. Variação dos Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

A mutação dos empréstimos, financiamentos e Outras Captações são a seguinte:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
Saldos em 01 de Janeiro de 2017.....	10.213	19.772	23.692	407.196	460.874
Ingressos.....	4	-	-	151.988	151.992
Encargos.....	1.100	-	16.871	-	17.971
Variação Monetária.....	-	-	393	7.067	7.459
Transferências.....	4.121	(4.121)	20.834	(20.834)	0
Taxa Administração.....	421	-	-	-	421
Amortizações e Pagamentos de juros.....	(3.778)	-	(20.745)	-	(24.523)
Amortizações de Encargos.....	(1.953)	-	(14.468)	-	(16.421)
Saldos em 31 de Dezembro 2017.....	10.128	15.651	26.577	545.417	597.773
Ingressos.....	-	-	-	139.938	139.938
Encargos.....	895	-	26.812	-	27.707
Variação Monetária.....	-	-	6.010	106.138	112.148
Transferências.....	(1.213)	(3.492)	56.109	(56.109)	(4.705)
Taxa Administração.....	342	-	-	-	342
Amortizações do Principal.....	(3.778)	-	(39.269)	-	(43.047)
Amortizações de Encargos.....	(2.456)	-	(24.974)	-	(27.430)
Saldos em 30 de Dezembro 2018.....	3.918	12.159	51.265	735.384	802.726

19.2. 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 preveem 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) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Em 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 ao BID e US\$20.000 que corresponde à R\$65.000 referente ao AFD. Até 30 de setembro foi liberado o montante de US\$ 39.984 que corresponde à R\$ 139.938 referente ao BID.

19.3. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

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

PRINCIPAL	31/12/2018	31/12/2017
2019	-	33.334
2020	75.897	32.058
2021	73.914	32.058
Após 2021	652.916	463.618
	<u>802.727</u>	<u>561.068</u>

19.4. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	31/12/2018	31/12/2017
RGR*	2,08%	3,34%
Dólar US\$.....	97,92%	96,66%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

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

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

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

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		5	114
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	33	42.313	40.806
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único	33	4.095	2.361
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	33	72.230	51.297
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....	33	4.389	2.530
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		91.843	144.669
		<u>214.875</u>	<u>241.777</u>
NÃO CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		39	-
Provisão Plano Único		63.842	42.586
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único	33	47.454	50.252
Provisão Plano CEEEPREV.....		453.876	310.881
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV	33	50.863	53.863
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		354.621	333.432
		<u>970.695</u>	<u>791.014</u>
Total Geral		<u>1.185.570</u>	<u>1.032.791</u>

O passivo, conforme relatório, atuarial totalizou em 2018 o valor de R\$ 1.161.270, sendo que as obrigações registradas na Companhia também contemplam a contribuição da competência de dezembro/2018 relativa ao CEEEPREV e Plano Único (R\$ 5.186 e 9.679, respectivamente), bem como parcelas da reserva a amortizar do CEEEPREV, não repassadas até 31/12/2018, no valor de R\$ 9.435.

20.1. 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.

20.2. 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 vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial

e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

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

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

20.3. 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 déficits atuariais na forma paritária.

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

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “O resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção contributiva em relação às contribuições normais vigentes no período em que for apurado o resultado, estabelecendo-se os montantes de cobertura atribuíveis aos patrocinadores, de um lado, e aos participantes e assistidos, de outro, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios 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. Nessa esteira, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

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

Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de

Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia Estadual Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, por força da Lei Estadual nº 4.136/61.

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

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

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 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 (Vide nota explicativa nº 10)

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

20.5. Premissas Utilizadas para o Cálculo do Passivo e das Projeções

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

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

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

20.6. Resultados 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:

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL										
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.123)	(39)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
Custo do serviço corrente	2.254	-	-	(6.944)	(4.690)	(365)	-	-	(8.430)	(8.795)
Contribuições dos participantes	(5.967)	-	-	(2.225)	(8.192)	-	-	-	-	-
Custo de juros	(111.721)	(8)	(53.019)	(145.786)	(310.534)	(117.162)	(4)	(53.010)	(136.796)	(306.972)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial	(91.530)	73	(7.187)	(188.374)	(287.018)	(5.438)	(78)	13.325	54.515	62.323
Benefícios pagos pelo plano	126.017	5	91.843	116.181	334.045	48.745	7	90.835	1.988	141.575
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.322.291)	(44)	(446.463)	(1.665.934)	(3.434.733)	(1.241.343)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)
ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO										
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.026.241)	-	-	(1.099.197)	(2.125.438)	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.512)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(296.050)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.309.295)	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.832)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.322.291)	(44)	(446.463)	(1.665.934)	(3.434.733)	(1.241.343)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)
Estatus do Plano										
Parcialmente coberto		Sem cobertura		Parcialmente coberto		Parcialmente coberto	Sem cobertura		Parcialmente coberto	
	988.865	-	-	1.025.646	2.014.511	896.334	-	-	957.631	1.853.965
	88.998	-	-	103.924	192.922	99.267	-	-	185.864	285.131
	35.794	-	-	25.973	61.766	92.828	-	-	(40.745)	52.083
	32.634	5	91.843	57.609	182.091	26.975	7	90.835	31.542	149.359
	5.967	-	-	2.225	8.192	4.037	-	-	2.196	6.233
	(126.017)	(5)	(91.843)	(116.181)	(334.045)	(130.575)	(7)	(90.835)	(110.842)	(332.259)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	1.026.241	-	-	1.099.196	2.125.437	988.866	-	-	1.025.646	2.014.512
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS										
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	988.865	-	-	1.025.646	2.014.511	896.334	-	-	957.631	1.853.965
Retorno esperado dos ativos do plano	88.998	-	-	103.924	192.922	99.267	-	-	185.864	285.131
Ganhos / (perdas) atuariais	35.794	-	-	25.973	61.766	92.828	-	-	(40.745)	52.083
Contribuições do empregador	32.634	5	91.843	57.609	182.091	26.975	7	90.835	31.542	149.359
Contribuições de participantes do plano	5.967	-	-	2.225	8.192	4.037	-	-	2.196	6.233
Benefícios pagos pelo plano	(126.017)	(5)	(91.843)	(116.181)	(334.045)	(130.575)	(7)	(90.835)	(110.842)	(332.259)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	1.026.241	-	-	1.099.196	2.125.437	988.866	-	-	1.025.646	2.014.512

20.6. Resultados da Avaliação Atuarial

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(296.050)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.309.295)	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.832)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	148.025	-	-	-	148.025	126.239	-	-	-	126.239
Passivo Atuarial	(148.025)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.161.270)	(126.239)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.017.593)

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(126.239)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.017.594)	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)
Pagamentos para o plano líquido de administração	32.634	5	91.843	57.609	182.091	48.745	7	90.835	13.428	153.016
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(45.312)	73	(7.187)	(162.401)	(214.828)	(28.948)	(78)	13.325	13.770	(1.933)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(9.108)	(8)	(53.019)	(48.805)	(110.940)	(10.641)	(4)	(53.010)	(47.907)	(111.561)
Passivo referente ao Benefício Definido	(148.025)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.161.269)	(126.239)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.017.593)

	2018				2019 - Estimado					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente	(2.254)	-	-	6.944	4.690	(1.430)	-	-	8.851	7.421
Contribuições dos participantes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de juros	55.860	8	53.019	145.786	254.674	53.613	4	34.902	145.936	234.455
Retorno esperado dos ativos dos planos	(44.499)	-	-	(103.924)	(148.423)	(41.931)	-	-	(97.164)	(139.095)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	9.107	8	53.019	48.806	110.941	10.252	4	34.902	57.624	102.782

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(295.498)	(968)	(88.304)	(52.647)	(437.417)	(266.549)	(888)	(101.628)	(66.417)	(435.483)
Ganho/(perda) do exercício atual	(45.312)	73	(7.187)	(162.401)	(214.828)	(28.949)	(79)	13.324	13.770	(1.934)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício	(340.810)	(895)	(95.491)	(215.048)	(652.245)	(295.498)	(967)	(88.304)	(52.647)	(437.417)

20.6. Resultados da Avaliação Atuarial

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2018							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(52.709)	-3,99%	(1)	-3,13%	(9.448)	-2,12%	(85.091)	-5,11%
Redução de 0,5%	56.762	4,29%	1	3,32%	9.854	2,21%	93.676	5,62%
Expectativa de Vida	-		-		-		-	
Aumento da Expectativa em 1 ano	36.409	2,75%	2	3,74%	24.140	5,41%	32.744	1,95%
Redução da Expectativa em 1 ano	(36.603)	-2,77%	(2)	-3,75%	(23.412)	-5,24%	(32.991)	-1,98%
Crescimento Salarial	-		-		-		-	
Aumento de 0,5%	53	0,00%	N/A	N/A	N/A	N/A	10.994	0,66%
Redução de 0,5%	(52)	0,00%	N/A	N/A	N/A	N/A	(9.568)	-0,57%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE A OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	TOTAL
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	56.762	2	14.751	86.713	158.227
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários	12.595	N/A	N/A	24.747	37.341
Alteração na tábua de mortalidade geral	40.640	N/A	N/A	57.575	98.215
Alteração na tábua de mortalidade de inválidos	2.391	N/A	N/A	6.090	8.481
Reconhecimento do desconto dos ex-autárquicos	N/A	N/A	(17.698)	N/A	(17.698)
Experiência da população	(21.010)	(75)	10.135	(2.617)	(13.567)
Alteração no fator de capacidade	152	-	-	15.868	16.020
Total das perdas / (ganhos)apuradas no exercício	91.530	(73)	7.188	188.376	287.019

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2018	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,05%	0,04%
Realizável – Gestão Previdencial	9,55%	4,80%
Realizável – Gestão Administrativa	1,37%	4,00%
Títulos Públicos	61,22%	62,08%
Créditos Privados e Depósitos	6,79%	6,28%
Ações	11,98%	11,68%
Fundos de Investimentos	6,51%	6,79%
Investimentos Imobiliários	0,62%	0,54%
Empréstimos e Financiamentos	1,92%	3,77%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

21. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	9.114	26.796
Repactuação de Dívida - CDE – Período de 02/2015 a 07/2015.....	50.924	51.436
Repactuação de Dívida - CDE – Período de 09/2016 a 11/2017.....	139.068	135.831
CDE Conta ACR	18.016	13.835
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	148.139	139.230
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	78.373	74.973
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	1.292	1.524
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	647	762
PROCEL	4.873	2.045
Contas a Pagar -Fornecedor CDE/RGR	268	-
Total	450.714	446.432
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - CDE – Período de 02/2015 a 07/2015.....	47.017	97.604
Repactuação de Dívida - CDE – Período de 09/2016 a 11/2017.....	4.455	134.001
Recursos PEE	63.169	47.127
Recursos P&D	27.282	19.668
Obrigações Especiais	208.570	191.095
Total	350.493	489.495

21.1. 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 ativo circulante, perfaz o montante de R\$17.853 referente ao PEE e R\$8.189 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.

21.2. 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.

21.3. Repactuação de Dívida – CDE

21.3.1 Repactuação de Dívida CDE – Período de 02/2015 a 07/2015

O montante de R\$97.941, dividido em R\$50.924 no Passivo Circulante (R\$51.436 em 31 de dezembro de 2017) e R\$47.017 no Passivo Não Circulante (R\$97.604 em 31 de dezembro de 2017) 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 (sessenta) meses, sendo que nos 24 (vinte e quatro) primeiros meses serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

21.3.2 Repactuação de Dívida CDE – Período de 09/2016 a 11/2017

O montante de R\$143.523, dividido em R\$139.068 no Passivo Circulante (R\$135.831 em 31 de dezembro de 2017) e R\$4.455 no Passivo Não Circulante (R\$134.001 em 31 de dezembro de 2017), 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 se dará com a primeira parcela em 27/11/2017 no valor de R\$10.000 (dez milhões de reais), e as demais 24 (vinte e quatro) parcelas no valor de R\$ 11.167 (onze milhões, cento e sessenta e sete mil) cada, vencendo todo dia 10 (dez) do mês, com o primeiro pagamento em 10/01/2018, sendo o restante do saldo a ser liquidado até 10/12/2019.

21.4 Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (outubro de 2008). Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável.

22. 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 pelo TR (taxa referencial) mais 1% de juros ao mês. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	31/12/2018				31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	159.241	82.836	17.613	259.690	140.937	103.274	3.266	247.477
Riscos Possíveis	123.554	77.150	20	200.724	299.150	115.664	6.208	421.022
Total	282.795	159.986	17.633	460.414	440.087	218.938	9.474	668.499

22.1. 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:

	31/12/2018			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	36.685	39.681	-	76.366
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	122.556	43.155	17.613	183.324
Subtotal Riscos Prováveis	159.241	82.836	17.613	259.690
(-) Depósitos judiciais	(39.035)	(4.706)	(71)	(43.812)
Total não circulante	83.521	38.449	17.542	139.512
Total geral	120.206	78.190	17.542	215.878

	31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	33.688	28.488	-	62.176
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	107.249	74.786	3.266	185.301
Subtotal Riscos Prováveis	140.937	103.274	3.266	247.477
(-) Depósitos judiciais	(42.024)	(7.260)	(58)	(49.342)
Total não circulante	65.225	67.526	3.208	135.959
Total geral	98.913	96.014	3.208	198.135

22.2. Movimentação da provisão para contingências

	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2016	123.809	100.463	3.036	227.308
(+) Novos Ingressos	20.841	26.770	3	47.614
(-) Pagamentos	(18.021)	(33.235)	(54)	(51.310)
(-) Montantes Revertidos	(14.104)	(11.521)	(120)	(25.745)
(+) Atualização Monetária	16.915	13.561	341	30.817
(-) Montantes Depositados	(30.527)	(24)	2	(30.550)
(=) Saldo Final Dezembro/2017	98.913	96.014	3.208	198.134
(+) Novos Ingressos	69.210	35.409	1.612	106.231
(-) Pagamentos	(25.450)	(32.788)	(74)	(58.312)
(-) Montantes Revertidos	(43.662)	(41.656)	(452)	(85.769)
(+) Atualização Monetária	18.205	18.596	13.261	50.062
(+/-) Montantes Depositados	2.989	2.554	(11)	5.532
(=) Saldo Final Dezembro/2018	120.205	78.129	17.544	215.878

22.3. Natureza das ações

22.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos, com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e 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..

22.3.2. 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/relição 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.

22.3.3. Tributárias

A Companhia possui contenciosos tributários cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível e as principais questões são:

22.3.3.1. 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\$47.273 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

22.3.3.2. 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\$167.109 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

23. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) 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.

23.1. Passivo Fiscal Diferido

	31/12/2018	31/12/2017
Exclusões Temporárias	155.737	371.008
Base de Cálculo	155.737	371.008
(-) 30% da Base Negativa de anos anteriores	(46.721)	(111.302)
Base de Cálculo após Compensação	109.016	259.706
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	37.065	88.300

23.2. Estimativa de Liquidação - Passivo Fiscal Diferido

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros:

	31/12/2018	31/12/2017
Exercício de 2018	-	88.300
Exercício de 2019	37.065	-
	<u>37.065</u>	<u>88.300</u>

23.3. Prejuízo Fiscal de IRPJ e Base Negativa de Contribuição Social

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia acumula prejuízos fiscais de imposto de renda e base negativa de contribuição social sobre o lucro nos valores de R\$ 3.028.224 e R\$ 3.028.224, 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 2018, R\$ 1.262.597

24. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE			
Encargo de Capacidade Emergencial		1.551	1.551
Contribuição para Custeio Serviço de Iluminação Pública - CIP		15.811	9.836
Consumidores	24.1	11.133	13.686
Conta Gráfica	33	2.392	5.548
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.484/2018 (nota explicativa nº 9.5)...		153.860	180.374
Demais Encargos Setoriais(Bandeiras)		18.307	-
Adiantamento de Clientes/Convênio Devolução Consumidores		10.314	-
Provisão de Valores não Faturados		9.508	9.508
Folha Líquida - Pensionistas/Ex-autárquicos - CTP		60	4.796
Outros Credores		13.538	7.032
Total		<u>236.474</u>	<u>232.331</u>
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Auto de Infração	24.2	12.465	16.285
Comercialização de Energia na CCEE.....	24.3	17.732	16.487
Mútuo CEEE-GT	24.4	373.240	70.959
Outros Credores		639	1.230
Total		<u>404.076</u>	<u>104.961</u>

24.1. Consumidores

O valor de R\$11.133 (R\$13.686 em 31 de dezembro de 2017) refere-se aos créditos devido ao consumidor relativo a pagamento em duplicidade ou faturamento a maior.

24.2. Provisão Auto de Infração

O valor de R\$12.465 (R\$16.285 em 31 de dezembro de 2017) 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.

24.3. Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$17.732 (R\$16.487 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

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

24.4. Mútuo CEEE-GT

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

Em 11 de dezembro 2017, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração 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 (vinte e quatro) meses, para refinanciamento do mútuo anterior, no montante de R\$335.212 (trezentos e trinta e cinco milhões duzentos e doze mil).

Em 28 de setembro de 2017, através do Despacho 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 a CEEE D, permitindo amortizar R\$293.869 (duzentos e noventa e três milhões, oitocentos e sessenta e nove mil reais) 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 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 (setenta e dois milhões, duzentos e oitenta e dois mil reais) da data de 16 de abril de 2018. Posteriormente em 15 de agosto de 2018 a Agência Reguladora emitiu o Despacho 1.856, permitindo aditivo ao mútuo já existente, no valor de até R\$ 300.000, pelo prazo de 24 meses. Até a data de 30 de setembro de 2018, houve liberação R\$ 250.000 (duzentos e cinquenta milhões de reais) à Distribuidora.

O saldo do contrato de Mútuo corrigido mensalmente pela CDI perfaz o montante de R\$373.240.

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
31/12/2018	Parcelas Liberadas até 31/12/2018	635.212
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	61.102
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(323.074)
NÃO CIRCULANTE		373.240

25. PASSIVO A DESCOBERTO

25.1. 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\$23.703, com a seguinte composição:

	31/12/2018						31/12/2017	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92	6.381.908	65,92
ELETROBRÁS	3.067.033	32,23	87.638	53,43	3.154.671	32,59	3.154.671	32,59
Ações Pulverizadas (Bolsa)	34.924	0,36	22.964	14,00	57.888	0,60	57.888	0,61
Demais Acionistas	33.954	0,36	52.325	31,90	86.279	0,89	86.279	0,89
	<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>9.680.746</u>	<u>100,00</u>

Ressalta-se que em 29 de abril de 2016, os acionistas aprovaram o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, nos termos do Art.12 da Lei nº 6.404/76, determinando que a totalidade das ações representativas do capital social da Companhia passa a ter a proporção de 40 (quarenta) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie, tornando-se o capital com a representatividade das ações demonstradas na tabela acima.

25.2. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	<u>177.202</u>	<u>84.993</u>
	<u>177.202</u>	<u>84.993</u>

Conforme Ata nº 123 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 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.

25.3. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6404/76, 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.

25.4. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
Perda Atuarial	<u>(652.244)</u>	<u>(437.417)</u>
	<u>(652.244)</u>	<u>(437.417)</u>

26. RESULTADO POR AÇÃO

O numerador utilizado para cálculo do prejuízo básico e diluído foi o prejuízo líquido após os tributos. Os saldos compõem-se de:

26.1. Básico

	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)

	31/12/2017		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(86.046)	(1.483)	(87.529)
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico por Ação - R\$	(9,04)	(9,04)	(9,04)

26.2. Diluído

	31/12/2018	31/12/2017
Numerador Diluído		
Prejuízo Líquido para as ações ordinárias	(972.583)	(86.046)
Prejuízo Líquido para as ações preferenciais	(16.762)	(1.483)
	(989.345)	(87.529)
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	9.680.746	9.680.746
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	(102,20)	(9,04)

27. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	REAPRESENTADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Receita Bruta		
Fornecimento de Energia Elétrica	4.883.429	3.902.505
Passivo/Ativo Financeiro Setorial	14.826	378.982
Renda Não Faturada	68.209	141.392
Suprimento de Energia Elétrica	47.866	2.313
Disponibilização do Sistema de Distribuição	236.140	166.715
(-) Penalidades ANEEL	(21.174)	(20.409)
Energia Elétrica de Curto Prazo	188.869	345.657
Receita de Construção	208.993	118.575
Remuneração do Ativo Financeiro	7.267	4.524
Outras Receitas Operacionais	264.784	139.940
	5.899.209	5.180.194
Deduções da Receita		
ICMS	(1.382.214)	(1.070.962)
PASEP e COFINS	(516.636)	(459.129)
Outros Encargos	(18.307)	(86.570)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(31.387)	(29.966)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(613.779)	(473.581)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	(3.058)	(3.073)
	(2.565.381)	(2.123.281)
Receita Operacional Líquida	3.333.828	3.056.913

27.1. Fornecimento de Energia Elétrica e Disponibilização do Sistema de Distribuição

Os saldos compõem-se de:

	Número de Consumidores (*)		Fornecimento MWh (*)	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Residencial	1.457.609	1.422.587	3.003.534	3.877.500
Industrial	13.013	12.821	1.422.348	575.249
Comercial	149.365	147.196	2.285.302	2.297.582
Rural	90.915	89.043	630.366	599.399
Poder Público	7.795	7.951	806.599	349.535
Outros*	1.276	1.071	37.214	500.392
	<u>1.719.973</u>	<u>1.680.669</u>	<u>8.185.363</u>	<u>8.199.657</u>

(*) Não auditado

	Fornecimento R\$		Fornecimento %	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Residencial	2.341.225	1.878.085	47,94%	48,13%
Industrial	367.198	304.888	7,52%	7,81%
Comercial	1.453.926	1.160.819	29,77%	29,75%
Rural	265.180	197.325	5,43%	5,06%
Poder Público	490.035	197.559	10,03%	5,06%
Outros*	(34.135)	163.829	-0,70%	4,20%
	<u>4.883.429</u>	<u>3.902.505</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

*A rubrica Outros se refere principalmente ao fornecimento e disponibilização do sistema de distribuição ao Serviço Público e à Iluminação Pública.

27.2. Receita de Construção

A Companhia reconhece as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária a remuneração com margem diferente de zero sobre os serviços de construção. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo de contrato (intangível em curso) é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

Em atendimento ao ICPC 01 que estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita de serviços que presta de acordo com o CPC 47 – Receita com Contrato de Cliente e em conformidade com as mudanças determinadas pela Deliberação CVM nº 802, de 1º de novembro de 2018, que eliminou o CPC 17 – Contratos de Construção e o CPC 30 – Receitas, a CEEE-D reconhece a receita de construção em igual valor ao custo de construção apurado no período, visto que a Companhia nesse quesito não possuiu margem de lucro.

28. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
Energia Elétrica Comprada para Revenda	<u>2.189.051</u>	<u>2.151.176</u>
Encargo de Uso do Sistema	<u>444.610</u>	<u>242.826</u>
	<u>2.633.661</u>	<u>2.394.002</u>

28.1. Energia Elétrica Comprada para Revenda

SUPRIMENTO R\$ (*)	31/12/2018	31/12/2017
Energia Comprada Hídrica	385.325	559.392
Energia Comprada Hídrica Itaipu	421.003	378.372
Energia Comprada Térmica	505.696	485.010
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	877.027	728.402
	<u>2.189.051</u>	<u>2.151.176</u>

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT



29. CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL
	01/01/2018 à 31/12/2018	01/01/2017 à 31/12/2017	01/01/2018 à 31/12/2018	01/01/2017 à 31/12/2017	01/01/2018 à 31/12/2018	01/01/2017 à 31/12/2017	01/01/2018 à 31/12/2018	01/01/2017 à 31/12/2017	
Pessoal e Administradores									
Remuneração e Encargos	263.859	228.164	-	49.508	40.203	-	313.367	268.367	
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	99.290	102.584	-	26.563	23.501	-	125.852	126.085	
INSS - Empregador	49.388	43.662	-	8.804	8.157	-	58.192	51.819	
Administradores	176	285	-	1.234	1.245	-	1.409	1.530	
Subtotal Pessoal / Administradores	412.713	374.695	-	86.109	73.106	-	498.820	447.801	
Empréstimo Fundação ELETROCEE	10.850	6.222	-	-	-	-	10.850	6.222	
Total Pessoal e Administradores	423.563	380.917	-	86.109	73.106	-	509.670	454.023	
Material	20.800	11.600	-	238	404	-	21.038	12.004	
Serviço de Terceiros	77.567	97.383	-	22.670	19.495	-	100.237	116.878	
Depreciação e Amortização	94.517	101.979	-	8.987	9.430	-	103.505	111.409	
Custo de Construção	208.993	118.575	-	-	-	-	208.993	118.575	
Arrendamento e Aluguéis	14.230	11.545	-	167	177	-	14.397	11.722	
Seguros	-	-	-	200	-	-	200	-	
Tributos	10.028	6.085	-	212	82	-	10.240	6.167	
Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	114.417	-	-	-	114.417	86.071	
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	43.480	33.605	
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	16.095	26.616	
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	4.860	4.860	
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	12.532	103	
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	184	154	
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	2.198	4.915	
Débitos de Consumidores	-	-	94	247	-	-	-	94	
Outros	17.801	23.863	-	-	710	(8.309)	10.169	20.616	
TOTAL	867.499	751.947	114.511	86.318	103.404	71.041	1.172.309	1.003.293	

30. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
OUTRAS RECEITAS		
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	8.746	289.479
Receita de Aluguel de Postes	175	288
Compartilhamento de Infraestrutura.....	31.795	30.329
Outras	10.928	12.942
	<u>51.644</u>	<u>333.038</u>
OUTRAS DESPESAS		
	31/12/2018	31/12/2017
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	32.638	(41.001)
Pensão/Auxílio Farmácia Judicial	2.999	(2.729)
Outras	1.190	12.280
	<u>36.827</u>	<u>(31.450)</u>

31. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018	31/12/2017
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de Aplicações Financeiras	6.176	4.401
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	143.451	59.480
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	2.220	8.134
Variação Cambial - Energia Comprada	9.196	17.607
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	205.612	195.259
Variação Monetária - SELIC CVA	49.655	31.691
Outras Receitas Financeiras	6.900	55.710
Total Receita Financeira	<u>423.210</u>	<u>372.282</u>
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de Dívidas	(41.830)	(49.102)
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(18.543)	(24.416)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(472.852)	(219.382)
Variação Cambial - Energia Comprada	-	(25.286)
Variação Monetária - SELIC CVA	(3.479)	(28.186)
Juros e Multas	(129.249)	(143.545)
Atualizações Intrasetoriais	(32.055)	(65.798)
Correção Monetária, Juros e Despesas Financeiras com Parcelament	(262.621)	(59.370)
Outras Despesas Financeiras	(45.835)	(52.400)
Total Despesa Financeira	<u>(1.006.464)</u>	<u>(667.485)</u>
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	<u>(583.254)</u>	<u>(295.203)</u>

32. 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 2018 e 31 de dezembro de 2017.

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2018		31/12/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido Antes do IRPJ	(1.015.259)	(1.015.259)	(333.997)	(333.997)
IRPJ sobre Lucro Real antes das Compensações	-	-	-	-
Total IRPJ - Diferenças Temporárias	-	-	(64.925)	(23.373)
Total IRPJ e CSLL Compensado PRT/PERT.....	-	-	246.152	88.614
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	-	-	-	-
Total IRPJ IFRS Diferidos	<u>37.673</u>	<u>13.562</u>	<u>181.227</u>	<u>65.241</u>
Total IRPJ e CSLL	<u>37.673</u>	<u>13.562</u>	<u>181.227</u>	<u>65.241</u>

33. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

		31/12/2018				
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	117.535	-	-	-	117.535
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	40	166	-	-	206
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	-	5.725	-	5.725
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.484/2018 ..	9	-	-	141.038	-	141.038
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	-	23	-	23
		<u>139.521</u>	<u>166</u>	<u>146.786</u>	<u>-</u>	<u>286.473</u>
Passivo						
Conta Gráfica	24	-	2.392	-	-	2.392
Mútuo CEEE-GT	24	-	373.240	-	-	373.240
Fornecedores	16	-	9.508	-	-	9.508
Contribuição Patrocinadora	20	-	-	-	118.805	118.805
Empréstimo circulante	19 e 20	-	-	3.919	8.484	12.403
Empréstimo não circulante	19 e 20	-	-	12.160	98.316	110.476
		-	<u>385.140</u>	<u>16.079</u>	<u>225.605</u>	<u>626.824</u>
Resultado						
Energia elétrica comprada para revenda		-	(2.604)	-	-	(2.604)
Encargos de uso do sistema		-	(124.311)	-	-	(124.311)
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(58.057)	(58.057)
Receita financeira		6.176	-	-	-	6.176
Despesa financeira		-	(10.131)	(1.076)	-	(11.207)
		<u>6.176</u>	<u>(137.046)</u>	<u>(1.076)</u>	<u>(58.057)</u>	<u>(190.003)</u>
		31/12/2017				
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	96.656	-	-	-	96.656
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	34	-	-	-	34
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	-	5.877	-	5.877
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016 ..	9	-	-	207.066	-	207.066
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	-	2.861	-	2.861
		<u>118.636</u>	<u>-</u>	<u>215.804</u>	<u>-</u>	<u>334.440</u>
Passivo						
Conta Gráfica	24	-	5.548	-	-	5.548
Mútuo CEEE-GT	24	-	70.959	-	-	70.959
Fornecedores	16	-	2.010	-	-	2.010
Contribuição Patrocinadora	20	-	-	-	92.103	92.103
Empréstimo circulante	19 e 20	-	-	4.557	4.891	9.448
Empréstimo não circulante	19 e 20	-	-	15.642	104.115	119.757
		-	<u>78.517</u>	<u>20.199</u>	<u>201.109</u>	<u>299.825</u>
		31/12/2017				
Resultado						
Energia elétrica comprada para revenda		-	(2.232)	-	-	(2.232)
Encargos de uso do sistema		-	(54.769)	-	-	(54.769)
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(60.252)	(60.252)
Receita financeira		5.821	21	-	-	5.842
Despesa financeira		-	(45.483)	(1.816)	-	(47.299)
		<u>5.821</u>	<u>(102.463)</u>	<u>(1.816)</u>	<u>(60.252)</u>	<u>(158.710)</u>

33.1. 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 Fiscal e de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$1.702 (R\$2.167 em 31 de dezembro de 2017), 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.

	31/12/2018				31/12/2017			
	Remuneração/ Honorário	Encargos	Benefícios	Total	Remuneração/ Honorário	Encargos	Benefícios	Total
Diretoria	830	312	71	1.212	1.584	142	32	1.758
Conselho de Administração	274	55	-	328	235	38	-	273
Conselho Fiscal	135	27	-	162	114	22	-	136
Total	1.239	394	71	1.702	1.933	202	32	2.167

34. 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	31/12/2018	31/12/2017
Ativos Financeiros			
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulant	5	117.535	96.656
Ativo Financeiro da Concessão	12.2	189.914	178.892
Mensurados ao Custo Amortizado			
Consumidores, Concessionárias e Permissionária:	6	800.141	563.583
TOTAL		1.107.590	839.131
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado			
Fornecedores	16	587.225	603.792
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	19	802.727	592.194
TOTAL		1.389.952	1.195.986

34.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

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

As contas a receber de consumo de energia elétrica de poderes públicos, federal, estadual e municipal (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$179.381. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, possui também registrado nas contas patrimoniais parcelamentos com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul no montante de R\$21.946 e com Prefeituras Municipais no montante de R\$86.740. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

34.1.1. 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	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	137.406	138.713
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias ..	6	800.141	563.583
Ativo Financeiro da Concessão	12.2	189.914	178.892
Total		1.127.461	881.188

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.

34.1.2. Risco de Preço

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 IGP-M 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 quatro anos, que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

34.1.3. Risco de Mercado

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:

RECURSOS	MWh (*)	%
ITAIPU	1.821.612,47	20,9%
CONTRATOS BILATERAIS	33.819,17	0,4%
PROINFA	170.540,33	2,0%
CCEN - ELETRONUCLEAR	341.526,96	3,9%
CCGF	2.217.838,88	25,4%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE HIDRICA	377.296,30	4,3%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE TERMICA	303.537,11	3,5%
CCEAR ENERGIA NOVA HIDRICA	1.680.131,61	19,2%
CCEAR ENERGIA NOVA TERMICA	1.632.023,62	18,7%
CCEAR ENERGIA EÓLICAS	294.279,12	3,4%
CCEAR-C COMPRA - MCSD E.N.	52.524,04	0,6%
CONTRATOS DE COMPRA	8.925.129,62	102,2%
CCEAR-C VENDA - MCSD E.N.	202.183,66	2,3%
CONTRATAÇÃO LIQUIDA	8.722.945,96	99,9%
EXPOSIÇÃO(VENDA) DE CURTO-PRAZO (SPOT)	9.184,38	0,1%
TOTAL ENERGIA COMPRADA	8.732.130,34	100,0%

(*) Balanço Energético

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;

34.1.4. 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 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 31/12/2018 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,8748 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 31/03/2019, correspondente ao dólar a R\$3,80. 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 31/12/2018	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	802.726	742.682	928.353	1.114.023
Fornecedores (Itaipu Binacional)	677.663	626.974	783.717	940.461
Passivo Líquido Exposto	1.480.389	1.369.656	1.712.070	2.054.485
Efeito Líquido da Variação Cambial			342.414	684.829

34.1.5. *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 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	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5
Ativos Financeiros						
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias ..	6	800.141	701.374	-	-	98.767
Ativo Financeiro da Concessão	12.2	189.914	-	-	-	189.914
		990.055	701.374	-	-	288.681
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	19	2.234.124	313.033	292.998	605.694	1.022.399
Fornecedores	16	587.225	587.225	-	-	-

34.1.6. *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 curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital próprio corresponde ao patrimônio líquido.

	Nota	31/12/2018	31/12/2017
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	19	802.726	597.775
Caixa e equivalentes de caixa	5	(137.406)	(138.713)
Dívida Líquida		665.320	459.062
Passivo a Descoberto		(2.352.441)	(1.240.478)
Endividamento do Patrimônio Líquido		(0,28)	(0,37)

34.1.7. 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 a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da Companhia.

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 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 31/12/2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores CDI e IPCA previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2018. 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	Índices	Cenário Base em	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos						
Eletrobras - RGR	19	Sem Risco	16.077	16.077	16.077	16.077
			16.077	16.077	16.077	16.077
Passivo Exposto			(16.077)	(16.077)	(16.077)	(16.077)
Efeito esperado no Resultado			-	-	-	-

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus passivos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS7. 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.

34.1.8. Valor justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2018, são os seguintes:

	Nota	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	137.406	137.406
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias ..	6	800.141	800.141
Ativo Financeiro da Concessão	12.2	189.914	189.914
Total		1.127.461	1.127.461
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	19	802.726	802.726
Fornecedores	16	587.225	587.225
Total		1.389.951	1.389.951

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

34.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- I. Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- II. 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)
- III. 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 31/12/2018	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante...	117.535	-	117.535	-
Ativo Financeiro da Concessão	189.914	-	-	189.914
	307.449	-	117.535	189.914
Valor contábil 31/12/2017				
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante...	96.656	-	96.656	-
Ativo Financeiro da Concessão	374.203	-	-	553.095
	649.751	-	96.656	553.095

34.1.10. Apuração do valor justo

Nível 1 – O valor justo das Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata 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, 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.

35. 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 13/04/2018 à 13/04/2019. O valor do ativo segurado é de R\$74.988 e o valor do prêmio é de R\$116.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

Cézar Eduardo Lindenmeyer
Diretor Financeiro

Giovani Francisco da Silva
Diretor Administrativo

Daniel Vargas de Farias
Diretor de Distribuição

Jorge Paglioli Jobim
Diretor de Geração e Transmissão

Elisangela Moura Rodrigues
Contadora CRCRS 62384

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

**AOS ADMINISTRADORES E ACIONISTAS
COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE-D**

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da **COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE – D (“Companhia”)**, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações 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 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE – D** em 31 de dezembro de 2018, 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”. Somos independentes em relação à **COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE – D** 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 1.4 às Demonstrações Financeiras, 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\$ 2.352.441 e R\$ 1.872.025 mil, respectivamente. Essa situação indica a existência de incerteza relevante a qual pode levantar dúvidas sobre sua continuidade operacional. O Plano da administração para tratar essas condições está divulgado na Nota 1.3. 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 como um todo e na formação de nossa opinião sobre estas demonstrações financeiras, portanto, não expressamos uma opinião separadas sobre estes assuntos.

a) Receitas não faturadas (nota explicativa 27)

A companhia reconhece receitas de fornecimento de energia elétrica ainda não faturada, decorrente do intervalo de tempo entre a data da última leitura do medidor e a data do encerramento do exercício contábil. Em 31/12/2018 foram contabilizados R\$ 209.602 mil de receitas não faturadas. Os valores das receitas não faturadas são estimativas complexas quanto ao volume de energia fornecida e atribuição desse volume a diferentes classes de clientes, os quais possuem valores de tarifas específicos, a fim de mensurar o fornecimento não faturado.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Verificamos o entendimento sobre os procedimentos de controles realizados pela administração para determinação das receitas não faturadas, a avaliação da razoabilidade das premissas, recálculos e confronto dos registros contábeis.

Consideramos adequados os critérios e procedimentos adotados pela companhia para determinação dos valores contabilizados como receitas não faturadas.

b) Provisão para Déficit Atuarial em Plano de Previdência (nota explicativa 20.6)

A companhia é patrocinadora de um plano de previdência complementar na modalidade de Benefício definido. Em 31/12/2018 a companhia reconheceu provisão para complemento do déficit atuarial no montante de R\$ 148.025 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 patrocinadora, em conjunto com a gestora do Plano Único, a Fundação ELETROCEEE, vem buscando equacionamento do déficit atuarial acumulado conforme estabelecido pelas normas da Superintendência Nacional de Previdência Complementar, considerando o regime de paridade, estabelecido no regulamento do plano.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Verificamos, com o auxílio de 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.

c) Ativo Financeiro Indenizável (nota explicativa 12)

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possuía registrado no ativo financeiro de concessão o montante de R\$ 671.764 mil, o qual compreende o valor a receber do Poder Concedente a título de indenização decorrente dos investimentos efetuados em infraestrutura que não serão completamente amortizados ao final do prazo de concessão. Esses recebíveis são mensurados com base no valor de reposição (VNR) em consonância com o processo de revisão tarifária periódica homologada pela ANEEL. Anualmente estes ativos são atualizados monetariamente e ajustados pela movimentação dos bens que integram a infraestrutura de concessão. Tendo em vista a relevância dos valores envolvidos e pelo fato do julgamento por parte da administração quanto a definição de quais gastos são passíveis de capitalização como custo da infraestrutura, refletindo diretamente na mensuração do ativo financeiro indenizável.

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; discussão dos critérios de elegibilidade das adições e determinação das estimativas de glosas; revisão da atualização monetária dos valores envolvidos, da segregação dos mesmos entre os ativos intangível e ativo financeiro da reconciliação entre os saldos contábeis e as mais recentes bases homologadas pela ANEEL, além de testes de recálculo da amortização do ativo intangível.

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.

d) Valor Recuperável do Ativo da Concessão (nota explicativa 12.5)

Em 31/12/2018, a Companhia possuía registrado como seus ativos de concessão o montante de R\$ 2.275.068 mil, de acordo com as normas contábeis esses ativos devem ser submetidos a teste de recuperabilidade quando forem observados indicadores de impairment. A determinação dos valores envolve julgamentos significativos em relação a estimativa dos fluxos de caixa futuros descontados, os quais por sua vez consideram premissas e taxas de descontos afetadas por condições macroeconômicas e de mercado, bem como por estimativas quanto ao valor justo dos bens sob avaliação. Mudanças nas condições econômicas e de mercado podem impactar significativamente as premissas utilizadas pela administração.

Como nossa auditoria conduziu o assunto

Buscamos o entendimento e avaliação dos controles internos que suportam o processo de avaliação de impairment dos ativos da concessão; efetuamos a avaliação do modelo de mensuração adotado, análise dos cálculos e fluxos de caixa futuros utilizados no plano de negócios aprovados pela administração da companhia. Discutimos com a administração em relação a razoabilidade das premissas mais relevantes utilizadas nas projeções dos fluxos de caixa e na determinação dos valores justos dos bens.

Consideramos as contabilizações e as divulgações em notas explicativas consistentes com a documentação e informações obtidas de nossos procedimentos de auditoria.

Outros Assuntos

Valores Correspondentes

As demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2017, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 22 de março de 2018, sem modificação na opinião.

Demonstração do Valor Adicionado (DVA)

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 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 no Pronunciamento Técnico CPC 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 tomadas em conjunto.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração da **COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE – D** 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 livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, 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 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, 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 financeiras, 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 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE – D**.
- 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 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE – D 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, 21 de março de 2019.

MACIEL AUDITORES S/S
2 CRC RS – 5.460/0-O “T” SP
LUCIANO GOMES DOS SANTOS
Contador 1 CRC RS – 59.628/O-2
Sócio Responsável Técnico

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 Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, 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 08.467.115/0001-00, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE D relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor Financeiro

Giovani Francisco da Silva
Diretor Administrativo

Daniel Vargas de Farias
Diretor de Distribuição

Jorge Paglioli Jobim
Diretor de Geração e Transmissão



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 Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, 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 08.467.115/0001-00, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Maciel Auditores S/S relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-D referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor Financeiro

Giovani Francisco da Silva
Diretor Administrativo

Daniel Vargas de Farias
Diretor de Distribuição

Jorge Paglioli Jobim
Diretor de Geração e Transmissão

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da C Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Maciel Auditores 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.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Adriana Furlanetto Presidente
do Conselho Fiscal

Melissa Guagnini Hoffmann Custódio
Conselheiro

Cristiane Zinelle Ferreira Lohmann
Conselheiro

Leandro Sonne
Conselheiro

Carlos Cezar Modernel Lenuzza
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 2018, encerrado em 31 de dezembro de 2018, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Vera Inêz Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.

Urbano Schimitt
Conselheiro

Daniel Vargas de Farias
Conselheiro

Everton Santos Oltramari
Conselheiro

Dimas Natal Filho
Conselheiro

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



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

DEZEMBRO 2018

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

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

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 do Patrimônio Líquido	9
Demonstração dos Fluxos de Caixa	10
Notas Explicativas	11
Relatórios	
Relatório dos Auditores Independentes	112
Declaração dos Diretores	114
Declaração dos Diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes	116
Parecer do Conselho Fiscal	117
Manifestação do Conselho de Administração	118

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

1. Mensagem da Administração

Seguindo nosso compromisso de transparência em todas as ações da gestão, apresentamos o Relatório de Administração 2018 da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE Par.

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

Para o setor de Distribuição, entre as ações em destaque nesse ano estão a entrega de 09 (nove) obras de Expansão da Alta Tensão (subestações e linhas de transmissão), a continuação do projeto prioritário “Programa integrado de combate às perdas globais e recuperação de receita da CEEE-D”, e o comprometimento com 05 (cinco) indicadores de desempenho.

De acordo com o Índice Aneel de Satisfação do Cliente (IASC) referente a 2018, a CEEE-D conquistou o 5º lugar entre todas as distribuidoras com mais de 400 mil unidades consumidoras.

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

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

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

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

2. Perfil da Empresa

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.

O Estado do Rio Grande do Sul detém, obrigatoriamente, a propriedade de, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento) do capital votante da Companhia, bem como o poder direto de gestão e, somente poderá alienar, ceder, vincular, gravar ou dar em garantia qualquer de suas ações, observado o limite mínimo acima fixado, na forma, nos limites e para os fins dispostos na legislação estadual pertinente. Deverá também manter o controle acionário e o poder direto da gestão das controladas, conservando, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento) dos respectivos capitais sociais. Atualmente a participação do Estado na CEEE-Par é de 99,9% do capital social.

3. Resultado do Exercício

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par encerrou o exercício de 2018 com um prejuízo de R\$(537,9) 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\$173,3 milhões e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D com resultado líquido de R\$(989,3) 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\$ 989,3) milhões no encerramento do exercício de 2017, aumentando significativamente o prejuízo quando comparado com o prejuízo de R\$(87,5) milhões no mesmo período de 2017, apresentando variação de 1030,3%.

No segmento de geração e transmissão, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o exercício de 2018 com lucro líquido de R\$ 173,3 milhões, frente aos R\$395,0 milhões do ano de 2017.

4. Auditores Independentes

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da empresa Maciel Auditores S/S na elaboração de suas demonstrações financeiras. A empresa foi homologada como vencedora do certame licitatório LIC6000001162 em 10.10.2018, cuja a 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, dos trimestres e do encerramento do ano de 2019, com a possibilidade de renovações a cada doze meses, limitadas a sessenta meses.

Por força do Mandado de Segurança 001/1.18.0127045-8, impetrado por uma das empresas concorrentes no certame, a contratação foi suspensa em 03.12.2018, até que no dia 20 do mesmo mês, o magistrado de plantão permitiu a execução dos serviços exclusivamente à auditoria do exercício de 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.

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 31.05.2019.

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\$95.686,50, e uma carga de 2.103 horas) e Companhia Estadual de



Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (valor de R\$99.827,00, e uma carga de 2.194 horas), que são empresas controladas pela CEEE-Par.

O contrato da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, representa 4,5% 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 no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 do Conselho Federal de Contabilidade.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Daniel Vargas de Farias
Diretor

Cézar Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Balanco Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
			Reapresentado		Reapresentado
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	-	68	324.007	424.114
Investimentos em Títulos do Governo	10	-	-	102.734	135.585
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	-	-	784.346	724.908
Tributos a Recuperar	7	-	-	36.601	86.508
Estoques	8	-	-	68.399	44.310
Ativo de Concessão -Contratual	13	-	-	117.489	98.583
Ativo de Concessão - Financeiro	14	-	-	282.770	224.471
Ativo Financeiro Setorial Líquido	11	-	-	161.894	161.526
Investimentos Mantidos para Venda	15	-	-	445.567	-
Outros Créditos a Receber	9	2	140	388.002	363.147
Pagamentos Antecipados	16	-	-	1.107	1.333
		2	208	2.712.916	2.264.485
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	-	-	98.767	13.121
Tributos a Recuperar	7	-	-	41.452	25.706
Aplicações Financeiras	5	-	-	9	9
Depósitos Judiciais	12	-	-	145.321	110.084
Ativo Contratual (infra estrutura em construção).....	13	-	-	1.522.842	1.286.818
Ativo Financeiro da Concessão	14	-	-	1.602.649	1.578.301
Outros Créditos a Receber	9	177.202	84.993	107.564	45.936
Bens e Direitos Destinados a Alienação e Renda	15	-	-	44.560	44.551
Dividendos a Receber		92.288	-	-	-
Investimentos	18	1.564.157	1.568.348	(37.260)	364.648
Investimentos		1.564.157	1.568.348	87.240	487.492
(-) Provisão para Perda.		-	-	(124.499)	(122.844)
Imobilizado	19	-	-	884.256	950.534
Intangíveis	20	-	-	1.741.832	1.735.449
		1.833.647	1.653.341	6.164.491	6.191.155
TOTAL DO ATIVO		1.833.649	1.653.549	8.877.408	8.455.640
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	725.542	889.100
Obrigações Trabalhistas	22	-	-	103.895	107.076
Obrigações Fiscais	23	-	19	1.549.787	555.056
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	24	-	-	94.168	64.931
Provisão para Benefícios a Empregados	25	-	-	352.230	437.892
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	27	-	-	113.514	82.327
Obrigações da Concessão	26	-	-	510.474	512.818
Outros Passivos	29	46	-	283.117	261.210
Dividendos Obrigatórios.....		-	-	48.518	140.000
		46	19	3.781.244	3.050.410
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	502.703	569.467
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	24	-	-	1.295.901	938.798
Provisão para Benefícios a Empregados	25	-	-	1.913.807	1.495.910
Obrigações Fiscais	23	-	-	171.349	103.459
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	27	-	-	292.051	282.737
Provisão para Desvalorização de Investimentos	18	1.854.444	1.004.536	-	-
Obrigações da Concessão	26	-	-	364.865	499.058
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	28	-	-	294.660	331.619
Outros Passivos	29	-	-	146.179	95.388
		1.854.444	1.004.536	4.981.516	4.316.436
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital Social	30.1.1.	319.803	319.803	319.803	319.803
Reserva de Incentivos Fiscais		1.846.659	1.846.659	1.846.659	1.846.659
Outros Resultados Abrangentes	30.1.2.	(751.299)	(591.928)	(751.299)	(591.928)
Prejuízos Acumulados		(1.436.004)	(925.540)	(1.436.004)	(925.540)
		(20.841)	648.994	(20.841)	648.994
Participação dos não controladores		-	-	(93.811)	439.800
		(20.841)	648.994	(114.652)	1.088.794
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.833.649	1.653.549	8.877.408	8.455.640

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/03/2017
		Reapresentado		Reapresentado	
Receita Operacional		-	-	7.006.826	6.315.034
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	-	-	4.230.344	4.017.559
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		-	-	(4.058.755)	(3.904.778)
Custo com Energia Elétrica	32	-	-	(2.682.784)	(2.678.730)
Custo de Operação	32	-	-	(1.375.972)	(1.226.048)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		-	-	171.589	112.781
Despesas Operacionais	33	(26)	-	(439.614)	(461.932)
Despesas com Vendas .		-	-	(114.485)	(97.589)
Despesas Gerais e Administrativas		(26)	-	(204.748)	(187.372)
Outras Despesas Operacionais		-	-	(120.381)	(176.971)
Outras Receitas .	34	-	-	65.929	369.078
Outras Despesas	34	-	-	(41.425)	(31.541)
RESULTADO DO SERVIÇO		(26)	-	(243.520)	(11.614)
Resultado de Participações Societárias		(537.879)	15.924	90.911	71.845
Resultado Financeiro, Líquido	35	4	68	(665.245)	(289.505)
Resultado Operacional		(537.901)	15.992	(817.854)	(229.274)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(537.901)	15.992	(817.854)	(229.274)
Imposto de Renda Corrente	36	-	(10)	(65.204)	(24.684)
Imposto de Renda Diferido	36	-	-	67.163	208.808
Contribuição Social Corrente	36	-	(6)	(24.210)	(9.166)
Contribuição Social Diferida	36	-	-	24.180	75.170
Participação dos Não Controladores		-	-	278.068	(7.107)
RESULTADO DO PERÍODO		(537.901)	15.976	(815.927)	20.854
Atribuído a Sócios Não Controladores		-	-	(278.008)	4.878
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora		(537.901)	15.976	(537.897)	15.976

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	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
		Reapresentado		Reapresentado	
RESULTADO DO EXERCÍCIO		(537.901)	15.976	(815.906)	20.854
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(275.578)	6.593	(418.049)	10.001
Varição líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	3.804	322	5.770	488
Venda de Títulos do Governo	10	(837)	-	(1.270)	-
Ganho/Perda Atuarial		(277.838)	5.562	(421.478)	8.438
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	(706)	709	(1.071)	1.075
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		(262.323)	22.569	(1.233.955)	30.855
Atribuído ao Acionista da Empresa Controladora		-	-	(262.323)	22.569
Atribuído aos Acionistas da Empresa Não Controladora		-	-	(971.631)	8.286

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	CONSOLIDADO- Reapresentado						
	Capital Social	Reserva de Lucros	Reserva de Incentivos Fiscais	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Participação dos Não Controladores	Total
SALDOS EM 31/12/2016	319.803	1.846.659	(950.146)	(592.893)	623.424	339.834	963.259
Resultado do Período	-	-	15.872	-	15.872	99.294	115.166
Integralização de capital	-	-	-	-	-	139	139
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis	-	-	-	1.058	1.058	547	1.605
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados	-	-	-	(28)	(28)	(14)	(42)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	5.563	5.563	-	5.563
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	6.593	6.593	533	7.126
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	8.734	(8.734)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do	-	-	-	3.105	3.105	-	3.105
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	8.734	(5.629)	3.105	-	3.105
SALDOS EM 31/12/2017	319.803	1.846.659	(925.540)	(591.928)	648.994	439.800	1.088.794
Resultado do Período	-	-	(538.040)	-	(538.040)	(277.887)	(815.927)
Adoção CPC 47, efeito de 1º de janeiro de 2018	-	-	20.565	120.833	141.398	(116.197)	25.201
Integralização de capital	-	-	-	-	-	1.711	1.711
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis	-	-	-	2.966	2.966	1.533	4.499
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados	-	-	-	(706)	(706)	(365)	(1.071)
Registro do Ganho Atuarial	-	-	-	(277.837)	(277.837)	(143.639)	(421.476)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	(275.577)	(275.577)	(142.471)	(418.048)
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	7.011	(7.011)	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do	-	-	-	2.384	2.384	1.233	3.617
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	7.011	(4.627)	2.384	1.233	3.617
SALDOS EM 31/12/2018	319.803	1.846.659	(1.436.004)	(751.299)	(20.841)	(93.811)	(114.652)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Fluxo de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Prejuízo do Exercício	(537.902)	15.976	(815.917)	20.854
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa				
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	-	-	169.492	14.246
Encargos de dívidas provisionados.....	-	-	48.940	-
Variações Monetárias do Passivo Não Circulante	-	-	-	13.862
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	-	-	141.522	148.872
Resultado de Equivalência Patrimonial	537.880	(15.924)	(90.912)	(71.844)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras	-	-	166.226	78.498
Constituição de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa.....	-	-	114.391	97.342
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	(93.589)	(250.480)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	-	-	51.326	374.898
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBSE	-	-	166.317	(28.011)
Reversão da Perda do Ativo Recuperável	-	-	12.111	(299.248)
Varição dos Investimentos em Títulos do Governo	-	-	(10.688)	(11.629)
Outros	-	-	(8.730)	32.856
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES	(22)	52	(149.511)	120.216
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante				
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	-	-	(253.725)	(148.974)
Contas a receber	-	-	153	383.257
Tributos a Recuperar	-	-	(43.916)	(52.304)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	-	-	-	7.782
Estoques	-	-	(24.090)	(31.745)
Investimentos em Títulos do Governo	-	-	50.580	7.341
Depósitos Judiciais	-	-	(35.257)	18.716
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	-	(124.749)
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	(319.432)	(83.708)
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	-	-	(368)	(161.526)
Pagamentos Antecipados	-	-	227	(123.136)
Outros Créditos a Receber	92.209	84.925	67.903	166.651
Dividendos Recebidos	-	-	81.125	-
Bens e Direitos Destinados à Alienação	-	-	(8)	-
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	(199.465)	189.759	1.156.831	204.836
Fornecedores	-	-	(188.267)	714.997
Obrigações Trabalhistas	-	-	(3.161)	12.064
Obrigações Fiscais	-	-	1.140.057	(31.597)
Provisão para Benefícios a Empregados	-	-	(219.312)	(136.515)
Dividendos Obrigatórios.....	-	-	(139.194)	(8.976)
Obrigações da Concessão	-	-	(136.538)	209.533
Outros Passivos	-	-	16.027	(51.815)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	-	55.688
Pagamento de Encargos de Dívidas	-	-	(45.787)	(16.420)
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias.....	-	-	-	(22.315)
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	-	-	-	(318.126)
Provisão para perdas com Equivalência Patrimonial.....	(199.465)	189.759	733.006	(201.682)
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	(107.278)	274.736	530.512	182.657
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimentos	199.487	-	(80.742)	(492.465)
Aumento/Redução de Investimentos	199.487	-	(86.021)	(156.879)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	-	-	(56.737)	(369.258)
Aquisição de Ativo Intangível	-	-	(48.966)	(77.046)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	110.982	110.718
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamentos	(92.209)	(84.909)	192.052	358.229
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	-	-	285.853	301.687
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	-	-	(72.158)	(58.380)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(92.209)	(84.909)	92.209	84.993
Integralização de Capital Social	-	-	50.851	92.728
Outros Créditos a Receber	-	-	(92.255)	-
Partes Relacionadas	-	-	(72.448)	(62.799)
REDUÇÃO (AUMENTO) DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	-	68	(100.039)	363.659
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	424.046	60.455
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	-	68	324.075	424.114

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2018
(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 12.783/13, estabeleceu-se um novo marco regulatório no Setor Elétrico Brasileiro possibilitando a renovação antecipada dos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a partir de uma redução tarifária nos segmentos de geração e de transmissão.

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

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

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

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

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

* Usinas não despachadas centralizadamente.

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

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

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

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes as usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 16.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

As condições hidrológicas adversas ocorridas no último triênio, somada às decisões operativas e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), afetaram

financeiramente os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP).

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

A Lei nº 13.203, publicada em 9 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa ANEEL nº 684, publicada em 14 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015. A referida regulamentação apresentou propostas distintas para a energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), porém ambas tinham como condição para a repactuação a retirada de qualquer ação judicial relativa ao tema, com resolução de mérito. Devido à característica do portfólio de contratos de venda de energia em 2015, a Companhia teve quase que a totalidade de sua energia remetida à modalidade de repactuação no ACL, cuja proposta se caracteriza pela contratação de energia de reserva. Em janeiro de 2016 a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial em curso.

Em 2017, nos meses de abril e setembro, a Companhia teve decisões desfavoráveis em relação a sua liminar judicial, fato que culminou na reversão dos seus efeitos históricos em janeiro de 2018, a partir de deliberação do Conselho de Administração da CCEE. Judicialmente a Companhia conquistou nova liminar judicial, a qual possibilitou que a Companhia pague 5% da dívida ao mês, desonerando-a de todos os eventuais ônus e sanções relacionados ao não aporte da garantia financeira e não pagamento do respectivo débito em sua totalidade. Mantida essa situação, o saldo devedor será integralmente quitado ao longo de 2019.

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

concessionária e reconhecidos pela ANEEL. A Companhia submeteu à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados em 29/04/2015 e conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tem um prazo de 150 dias para validar as informações.

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

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

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

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

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

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

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 1,60 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 9 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 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 cinco 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] ≥ 0 (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020)
- III. {Dívida líquida/ [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (até o término 2019)
- IV. {Dívida líquida/ [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (até o término 2020)

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 dois anos consecutivos ou de quaisquer das condições ao final do período de cinco anos, acarretará 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 (cinco) 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;	Outras Receitas
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	

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 - Revisão Tarifária

A ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.484/2018, aprovou os valores do Reajuste Tarifário Anual da CEEE-D. As tarifas de aplicação homologadas estarão vigentes entre 22 de novembro de 2018 e 21 de novembro de 2019.

O efeito médio do reajuste tarifário para os consumidores da Companhia foi de 7,35%, sendo 8,32% para baixa tensão em média - abaixo de 2,3 kV (Ex.: residenciais) e 5,24% para alta tensão em média – de 2,3 a 230 kV (Ex.: industriais). No reajuste tarifário de 2017, os componentes financeiros totalizaram R\$ 165.273.150,18. Este valor foi cobrado do consumidor através da tarifa até 21/11/2018. No dia 22 de novembro, esses componentes financeiros foram retirados da tarifa. Tal retirada representou redução de -4,82% na tarifa percebida pelo consumidor da CEEE-D e entraram em vigor os novos componentes financeiros. Esses totalizaram R\$ 234.756.566,56, sendo o item de maior impacto no Reajuste Tarifário da Distribuidora. O segundo item de maior impacto foi o custo com Compra de Energia, seguido dos Encargos Setoriais e Custos de Distribuição (Parcela B). Por sua vez, os custos com transmissão reduziram gerando um impacto de -4,23%.

O Reajuste Tarifário Anual de 2018, também atualizou o valor da Parcela B da CEEE-D. A Parcela B compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia e se refere a custos inerentes à atividade de

distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. O valor da parcela B foi atualizado em 0,56%, passando de R\$ 734.773.185,26 para R\$ 738.918.429,83 sobre o mercado faturado nos últimos 12 meses anteriores à data do reajuste.

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. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 o valor acrescido pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00, a cada 100 kWh; a partir de 2 de março, os valores foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50, a cada 100 kWh. Após 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50, a cada 100 kWh. Em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos, ao passo que a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh, conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016.

Em 24/10/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu pela instauração da Audiência Pública - AP nº 61/2017 com objetivo de obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias e que a proposta apresentada nessa AP fosse aplicada, em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017. O acionamento das bandeiras tarifárias, definido para todo o Sistema Interligado Nacional, passou a ser baseado nos valores definidos:

- Bandeira Verde: não há acréscimo;
- Bandeira Amarela: R\$1,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: R\$3,00 aplicado para cada 100 kWh;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: R\$5,00 aplicado para cada 100 kWh;

Por meio do Decreto nº 8.401/2015, foi criada 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 do 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.

A CEEE-D obteve em torno de R\$ 147 milhões de receita com bandeiras tarifárias. Durante o ano, a Companhia repassou R\$ 20 milhões para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT) referente aos meses de janeiro, novembro e dezembro. Nos demais meses a CEEE-D foi credora da CCRBT em um montante de R\$ 47 milhões.

1.2. Gestão Financeira e Plano de Ajuste Estrutural: Segmento de Distribuição- CEEED

Os últimos anos foram marcados pelo desaquecimento da economia brasileira e gaúcha, gerando retração do consumo e produção, indisponibilidade de linhas de financiamento e desemprego. A principal causa da crise foi o esgotamento do modelo de crescimento econômico baseado na expansão do consumo e de crédito abundante. Apesar da adoção de políticas anticíclicas, o Governo viu a recessão avançar ao longo de 2016, 2017 e 2018 com reflexo no risco Brasil, prejudicando e encarecendo o acesso ao capital de terceiros pelas empresas, não sendo diferente para o segmento de energia elétrica.

Afora a questão macroeconômica há que se destacar igualmente o desequilíbrio pelo qual vem passando o próprio setor elétrico, especialmente após os efeitos da MP 579.

Para o enfrentamento desse contexto recessivo e de crise no setor elétrico, foram tomadas medidas de ajuste financeiro, as quais buscaram a recuperação da Companhia, combatida por vários anos de resultados negativos.

Neste contexto setorial e macroeconômico a CEEE-D deu continuidade à política de redução dos custos e despesas operacionais gerenciáveis, e na busca pelo incremento da receita operacional, continuando com o Programa de Combate as Perdas Não Técnicas, renegociando débitos de grandes consumidores, entre outras ações.

A retração do consumo de energia e o fenômeno da migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre assolaram os resultados econômicos e o caixa da Distribuidora nos exercícios de 2016 e 2017, em face da problemática sobrecontratação de energia. Esta última deve-se aos seguintes fatores: i) a recessão da economia conjugada com a elevação das tarifas de energia elétrica, que provocou acentuada queda no consumo de energia; ii) por sua vez, esses fatores incentivaram a migração de consumidores para o ambiente de contratação livre; iii) adicionalmente, a quantidade recebida em cotas de garantia física à distribuidora foi superior ao montante de reposicionamento (energia correspondente aos contratos em encerramento no ano).

Merece relevo o fato da CEEE-D, mesmo sem geração de caixa positiva, investir no incremento robusto de sua planta elétrica, aliando política seletiva de uso dos recursos próprios para investimentos e os dos financiamentos obtidos junto ao BID/AFD.

1.2.1. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira da Companhia partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. O referido Plano teve suas diretrizes aprovadas pela Diretoria no dia 27 de novembro de 2015, e foi apresentado ao Conselho de Administração em 14 de dezembro de 2015, destacando o cenário recente do setor elétrico nacional e as condições estabelecidas nos termos aditivos aos contratos de concessão das empresas do Grupo CEEE, especialmente os impactos incidentes do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 081-1999 da CEEE-D, contemplando os critérios de eficiência, racionalidade e modicidade tarifária.

A partir desse diagnóstico, o Plano de Ajuste Estrutural estabelece diretrizes, ações e metas, mediante a busca da eficiência da qualidade do serviço prestado, da eficiência da gestão econômico-financeira e da racionalidade operacional e econômica nos termos propostos pelo Decreto nº 8.461/2015 e condicionantes expressas no termo aditivo ao contrato de concessão.

O Plano tem como eixo central o completo alinhamento ao modelo de regulação preconizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com incremento de receita a partir da assertividade dos investimentos e adequação dos custos e despesas operacionais aos limites da tarifa. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste Estrutural foi realizada, especialmente àquelas que se referem às tratativas para a repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a manutenção do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e o Plano de Resultados.



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

1.3. Continuidade Operacional

A Companhia apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre os ativos circulantes no encerramento do período no montante de R\$2.352.411 e R\$1.872.025 respectivamente.

No intuito de enfrentar tal resultado a Administração da Companhia instituiu o Programa de Ajuste Estrutural (PAE), visando à reestruturação de dívidas, parcelamento de impostos e encargos setoriais, elevação das receitas e redução dos custos e despesas operacionais. Com isso, pretende elevar a geração de caixa de forma a equalizar os ativos e os passivos.

Os resultados desta política e os esforços empreendidos na continuidade operacional são expressos na busca pela redução dos custos e despesas operacionais, na repactuação do mútuo existente entre a CEEE-D e a CEEE-GT, pelo prazo de 24 meses no exercício de 2018, e na significativa melhoria dos indicadores técnicos da Companhia (DEC/FEC).

Nos últimos anos os desafios também se vislumbraram no cenário macroeconômico com a retração do consumo de energia e o fenômeno de migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre, que somados, assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da sobrecontratação de energia.

Estas situações conduzem a reflexos decisivos na geração de caixa operacional no período (EBITDA) e, conseqüentemente, prejudicam os planos de investimentos de expansão e modernização dos serviços concedidos, além de provocar inadimplência com outras obrigações.

As demonstrações financeiras 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

2.1. 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.

2.2. Distribuição

A Companhia possui quatro hortos florestais localizados nos municípios de 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 – CEEEGT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEED.

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.

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

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 do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, coligadas e joint ventures nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards - IFRS, emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB. Essas demonstrações financeiras individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

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 IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

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 IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

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

Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas em 21/03/2019.

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.

Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional 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.

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.

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.

3.1.1. 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, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem.

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.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis.

As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem às seguintes questões:

Ativo e Passivo financeiro setorial

A partir da adoção do 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 intangível

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

Os diretores afirmam que, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018, 2017, 2016 e 2015, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015.

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 de créditos estimados com liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber, alinhada às expectativas da administração quando existem incertezas quanto ao seu recebimento. As provisões estão constituídas por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias. Esta constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

O critério utilizado para reconhecimento da perda toma como base os recebíveis vencidos a mais de 90 dias. A Companhia realiza o ajuste de valor recuperável, para atendimento à norma IFRS 9 / CPC48, quando testa as suas carteiras de contratos no intuito de identificar aumento significativo no risco de crédito que leve ao comprometimento do fluxo de caixa ou contraprestação esperada.

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

Geração e Transmissão – CEEEGT

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

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

Distribuição - CEEED

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 5 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.

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. 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 Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na Resolução ANEEL 674, de 11 de agosto de 2015, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, limitado ao prazo de concessão.

Receita de Fornecimento e uso da rede não faturada

Distribuição – CEEED

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 do 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. Os diretores entendem que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

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	
	31/12/2018	31/12/2017
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 de acionista não controlador” e “Lucro atribuído ao acionista não controlador”.

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

Geração e Transmissão - CEEEGT

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.

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2018, adota as práticas previstas nas normas CPC 48/ IFRS 9, substituindo os procedimentos das normas anteriores CPC 38 / IAS 39 (Instrumentos Financeiros), para seus ativos e passivos financeiros, 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; e
 - valor justo por meio de outros resultados abrangente.
- ii) Redução ao valor recuperável, no qual o novo modelo migra para uma forma de registro que toma como base a estimativa da perda esperada e não mais as perdas incorridas, inclusive, quando ocorre mudança significativa no aumento de risco de crédito da carteira relacionada ao ativo financeiro

Trimestralmente a Companhia revisa os ativos financeiros, de forma individual ou pela análise da carteira de contratos em que os mesmos estão inseridos, no intuito de encontrar indicativo sobre o aumento de riscos que possam comprometer o fluxo de caixa ou contraprestação esperada, levando a um registro de perdas pelo 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 CPC 48 /IFRS 9, não havendo impactos significativos de implantação da norma no âmbito desta demonstração financeira.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

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

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

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas 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 reconhecidos em conta específica do patrimônio líquido, quando incorridas. Os ganhos e perdas registrados no patrimônio líquido são transferidos para o resultado no momento em que essas aplicações são realizadas em caixa ou quando há evidência de perda na sua realização.

4.5. Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

4.5.1. 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.

4.5.2. 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

4.6.1. Geração e Transmissão

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

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

4.6.2. Distribuição

Baseia-se em critérios específicos do setor elétrico no que diz respeito à antiguidade de vencimento das faturas, além de efetuar a análise criteriosa onde contempla fatores como: existência de garantias reais do não recebimento, histórico de inadimplência dos consumidores, parcelamentos de débitos vigentes, devedores em situação de concordata ou análise de valores que estão sob discussão judicial. A provisão é constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Consumidores, Concessionárias e Permissionárias. A Companhia realiza o ajuste de valor recuperável, para atendimento à norma IFRS 9 / CPC48, quando testa as suas carteiras de contratos no intuito de identificar aumento significativo no risco de crédito que leve ao comprometimento do fluxo de caixa ou contraprestação esperada.

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. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irre recuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o 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

4.8.1 Distribuição

Os ativos e passivos de longo prazo, bem como os de curto prazo, caso relevante, 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

4.9.1. Geração e Transmissão

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.

4.9.2. Distribuição

Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles utilizados na prestação dos serviços de construção e melhorias (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo a 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 estoque é reconhecida como despesa do período em que a redução ou a perda ocorreram.

4.10. Ativo e Passivo Financeiro Setorial

4.10.1. Distribuição

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

4.12. Bens e Direitos Destinados à Alienação e Propriedades para Investimento

4.11.1. Geração e Transmissão

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.

4.11.2. Distribuição

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. As propriedades para investimentos representam os bens não utilizados no objetivo da Concessão, mantidos para valorização ou renda.

4.13. Contrato de Concessão

4.13. 1. Geração e Transmissão - Contrato de Concessão (Ativo Intangível e Financeiro)

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 da concessão os investimentos realizados nas concessões de transmissão e os novos investimentos nas usinas de geração que operam pelo regime de cotas. Os ativos administrativos e de apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

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

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

A Companhia reconhece a receita de construção e melhorias ao longo da implantação, 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. 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.

4.13. 2. Distribuição - (Ativo Intangível e Financeiro)

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, a Companhia aplica o modelo “bifurcado”, que é o que melhor representa o negócio de Distribuição de energia elétrica, reconhecendo o ativo da concessão parte como ativo intangível e parte como ativo financeiro. 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 de apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

O 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 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.

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.

A Companhia reconhece a receita de construção e melhorias ao longo da implantação, 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. 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.

Considerando que a indenização devida pelo Poder Concedente ao final da concessão representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, a entrada em vigor do CPC 47 e do CPC 48, no julgamento da mesma, não apresenta conflito com as interpretações contábeis já adotadas pela Companhia, em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão.

4.14. Investimentos – Geração e Transmissão

4.14.1. 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.

4.14.2. 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.

4.14.3. 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.

4.15. 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*) acumulada. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

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

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

4.16. Intangível

4.16.1. 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.

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

4.16.2. Intangível - 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.

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais.

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

A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão é calculada pela taxa de depreciação regulatória dos bens individuais. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. As taxas de depreciação regulatória dos principais bens à serviço da concessão são as seguintes:

Taxas de depreciação dos itens mais relevantes do Ativo Não-Circulante	Taxa anual
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 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

4.17. 1. Transmissão e Geração - Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

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

4.17. 2. Distribuição - Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como às 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.

4.17. 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 partir de janeiro de 2019 entra em vigor a nova norma IFRS 16 / CPC 06 (R2) que trata da nova metodologia para mensuração e registro das operações de arrendamento. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED realizou estudo com a finalidade de identificar o impacto de adoção desta nova norma, estando os detalhes expostos na nota explicativa das principais alterações nas normas contábeis – Novas normas e interpretações ainda sem impacto vigente a partir de 01 de janeiro de 2019.

4.18. Valor Justo

4.18. 1. Transmissão e Geração

- I. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de

serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.

- II. Ativo Imobilizado: é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado. Os valores justos do imobilizado referente à infraestrutura de geração vinculada a uma concessão são limitados aos valores de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador.
- III. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento apurado na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.

4.18. 2. Distribuição

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.

4.19. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

4.19. 1. Transmissão e Geração

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.

4.19. 1. Distribuição

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.

4.20. 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.

4.21. 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.

4.22. 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.”

4.23. 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.

4.24. 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 pela CCEE, os valores são estimados pela Administração das Controladas, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.25. Reconhecimento da Receita

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

4.25.2. Receita 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.

4.25.3. Receita de Fornecimento da Distribuição

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.

4.25.4. Receita não Faturada da Distribuição

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.

4.25.5. 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 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 de que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.25.6. Receita Financeira

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

4.26. Despesa Financeira

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

4.27. Distribuição de Dividendos

Transmissão e Geração

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

4.28. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa Transações com Partes Relacionadas..

4.29. Informações por Segmento

Transmissão e Geração

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

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

4.30. Questões Ambientais

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

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

4.31. Demonstração do Resultado

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

4.32. Principais alterações nas normas contábeis

4.32.1 Principais alterações nas normas vigentes em 2018 - Transmissão e Geração

As principais normas divulgadas pelo International Accounting Standard – IASB e normatizadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, as quais tiveram vigência a partir de 01 de janeiro de 2018, são as seguintes:

4.32.1.1 IFRS 15 (CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente)

A Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2018, adota as práticas previstas nas normas CPC 47/ IFRS 15 – Receitas de Contratos de Clientes, que consiste em um novo modelo para reconhecimento de receitas originadas de contratos com clientes, composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente. A Companhia avaliou os cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pelo CPC 47/IFRS 15: i) identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes; ii) identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato; iii) determinar o preço de cada tipo de transação; iv) alocar o preço às obrigações contidas nos contratos; e v) reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

A Companhia analisou as receitas de construção da infraestrutura da concessão e concluiu que as mesmas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. Com base nas análises realizadas, a Companhia reclassificou os saldos contábeis do

exercício findo em 31 de dezembro de 2017 da rubrica de ativo financeiro da concessão para ativo contratual (nota explicativa 12).

A aplicação retrospectiva deste pronunciamento para os saldos de 31 de dezembro de 2017 gerou uma reclassificação de ativo financeiro da concessão para ativo contratual no montante de R\$ 789.314.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 47 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

4.32.1.2 IFRS 9 (CPC 48 – Instrumentos Financeiros)

Este pronunciamento trouxe, a partir de 01 de janeiro de 2018, uma nova abordagem a respeito da classificação, mensuração, reconhecimento e provisão de perdas de valor recuperável sobre os ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros.

As classificações anteriormente previstas no parágrafo 45 do CPC 38 / IAS 39, estavam assim elencadas: **i)** ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado; **ii)** investimentos mantidos até o vencimento; **iii)** empréstimos e contas a receber; e **iv)** ativos financeiros disponíveis para venda.

A partir da vigência do pronunciamento CPC 48, a Companhia passou a classificar seus ativos e passivos financeiros com base no modelo de negócio em que a gestão dos mesmos leve ao atingimento do seu objetivo comercial, considerando as intenções da administração em relação ao instrumento individual ou agrupado em um portfólio. As novas classificações adotadas são:

- i) Custo amortizado;
- ii) Valor justo por meio do resultado (VJR); e
- iii) Valor justo por meio de outros resultados abrangente (VJORA).

Com as novas classificações introduzidas pelo CPC 48 / IFRS 9, vieram os novos conceitos para o enquadramento dos ativos e passivos financeiros, estes observados pela Companhia no momento de classificação dos seus instrumentos. Desta forma, descreve-se abaixo as principais características sobre cada uma das modalidades:

- i) Custo amortizado:
 - a) Quando o ativo for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo principal seja receber fluxos de caixa contratuais; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto;
- ii) Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA):
 - a) Quando o ativo financeiro for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo seja tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais ou pela venda do ativo; e
 - b) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.
- iii) Valor justo por meio do resultado (VJR):
 - a) Quando não for mensurado pelo custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Entretanto, no reconhecimento inicial, a Companhia pode, de forma irrevogável, designar um ativo financeiro que, de outra forma, satisfaça os quesitos para serem mensurados ao custo amortizado ou VJORA como ao VJR, se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma poderia surgir.

Apresentados estes conceitos, o quadro a seguir descreve sobre como a Companhia realiza esta avaliação para a classificação dos seus ativos e passivos financeiros:

Política aplicada a partir de 01 de janeiro de 2018:

Avaliação do modelo de negócio:	A companhia faz a avaliação do modelo de negócio para o ativo ou passivo financeiro, seja em sua forma individual ou em um portfólio de ativos/contratos que apresentem as mesmas características de recebimento ou pagamento que não se difiram quando analisados de forma individual.
	A classificação inclui a verificação de como se concentra a estratégia da administração, ou do órgão regulador, a respeito das características de recebimento de principal e juros em um fluxo de caixa, consideradas também as possibilidades de venda, indenização, ou pagamento do instrumento.
	Para fins desta avaliação, “principal” é o valor justo do ativo financeiro no momento do seu reconhecimento inicial. De outra forma, “juros” são considerados os encargos para cobrir da taxa relacionada à perda do valor do dinheiro no tempo e o risco de crédito associado.
Formas de reconhecimento de ganhos e perdas:	Ativos financeiros mensurados pelo VJR: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem, exemplo: juros, taxas de retorno sobre o investimento (remuneração), dividendos e redução ao valor recuperável.
	Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Exemplo: redução de valor recuperável, juros e variações monetárias.
	Ativos financeiros mensurados ao VJORA: Os ganhos e perdas decorrentes de juros, variações monetárias e redução ao valor recuperável são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Outros ganhos e perdas líquidas são reconhecidos no ORA. No momento de desconhecimento, os ganhos e perdas acumulados são reclassificados para o resultado.

O novo pronunciamento trouxe como inovador o conceito de que as perdas de valor recuperável dos ativos migram de um modelo de “perdas incorridas” para um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O quadro abaixo retrata as principais práticas da Companhia no sentido de acompanhar se o valor contábil líquido dos seus ativos estão apresentados nas demonstrações contábeis por seu valor plenamente recuperável.

Perdas ao valor recuperável:	<p>A Companhia avalia periodicamente se existem sinais de aumento no risco de crédito que seja significativo para o fluxo de caixa da contraprestação esperada para liquidação dos ativos financeiro/contratual.</p> <p>Especificamente para os ativos contratuais, a Companhia avalia o comportamento, através do portfólio de contratos, dos seus principais contratos, que são os relacionados à venda de energia e à disponibilização dos sistemas de transmissão. Nesta avaliação, é criticado o histórico de inadimplência da carteira de contas a receber relacionada aos faturamentos destes contratos, além de outras rubricas que compõem o contas a receber.</p> <p>Sobre os demais ativos financeiros, a companhia avalia o valor justo dos mesmos por meio de comparativo com o valor de mercado, que em alguns casos pode ser o valor novo de reposição (VNR) devidamente constante em resolução homologatória do órgão regulador, que, em alguns casos, podem ser atualizados por algum indexador de inflação, geralmente, IPCA.</p> <p>Outros ativos financeiros têm seu valor justo identificado pela metodologia de fluxo de caixa descontado por uma taxa de desconto razoável para o modelo de negócio ou ainda é constituído um fluxo de caixa que contempla os investimentos iniciais e as receitas (contraprestações) esperadas ao longo da vida do ativo/contrato, estabelecendo a taxa de retorno que é utilizada para a sua atualização e para identificação do valor presente do fluxo de caixa.</p> <p>Quando é identificado um valor inferior entre o valor recuperável e o valor líquido constante nos saldos contábeis, seja pela venda ou pelo fluxo de caixa advindo do uso do ativo, a diferença é ajustada imediatamente no resultado no momento em que ocorre.</p>
-------------------------------------	--

Desde a adoção inicial do CPC 48/ IFRS 9, em 01 de janeiro de 2018, a Companhia revisa periodicamente as premissas e os dados que sustentam a construção da matriz de inadimplência, que gera um *aging list* (antiguidade de vencimentos) dos ativos contratuais, assim como os dados para elaboração dos fluxos de caixa dos ativos financeiros, com o objetivo de identificar qualquer alteração significativa que possa elevar o risco de crédito e ocasionar um registro de perda por valor recuperável.

A Companhia, com a adoção retrospectiva do CPC 48, estimou o valor justo por meio do resultado para os saldos de 31 de dezembro de 2017 do ativo financeiro da Lei nº 12.783 – RBSE, com impacto no montante de R\$ 269.138 no total do ativo.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 48 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Segue abaixo a nova classificação para os instrumentos financeiros com a aplicação do novo pronunciamento:

	Nota	Classificação de acordo com:			
		CPC 38/IAS 39	CPC 48/IFRS 9	31/12/2017	01/01/2018
Ativos Financeiros					
Numerário Disponível	5.1	VJR	VJR	2.080	2.080
Aplicações Financeiras	5.2	VJR	VJR	279.496	279.496
Concessionárias e Permissionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Custo Amortizado	190.254	190.254
Ativo de Concessão - Financeiro	13	Empréstimos e recebíveis	VJR	1.623.880	1.893.018
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	Disponível para Venda	VJORA	135.585	135.585
Passivos Financeiros					
Fornecedores	17	Custo Amortizado	Custo Amortizado	243.102	243.102
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	20	Custo Amortizado	Custo Amortizado	405.954	405.954

4.32.1.3 Efeitos da aplicação dos novos pronunciamentos contábeis

A adoção dos novos pronunciamentos contábeis causou os seguintes impactos nos saldos patrimoniais e no resultado do exercício:

	Saldo Divulgado em 31.12.2018	Ajustes CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9	Saldos sem a Adoção em 31.12.2018
Ativo Circulante			
Ativo Financeiro	282.770	12.452	270.318
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	116.890	116.890	-
Ativo Não Circulante			
Ativo Financeiro	1.412.735	(663.824)	2.076.559
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	772.424	772.424	-
Passivo Não Circulante			
IR e CSLL Diferidos	302.873	56.630	243.243
Patrimônio Líquido			
Outros Resultados Abrangentes	852.078	181.312	670.766
Resultado Acumulado	184.022	(31.196)	215.218
Resultado do Exercício			
Resultado Líquido do Exercício	173.387	31.195	204.582

4.32.2. Principais mudanças nas políticas contábeis – vigentes em 2018 – Distribuição

As principais normas divulgadas pelo *International Accounting Standard* – IASB e normatizadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, as quais tiveram vigência a partir de 01 de janeiro de 2018, são as seguintes:

i) CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente (IFRS 15)

Este pronunciamento substituiu os pronunciamentos técnicos CPC 17 - Contrato de Construção (IAS 11), CPC 30 - Receitas (IAS 18) e suas interpretações que vinham sendo aplicados como prática contábil para as empresas do setor elétrico. A partir de 01 de janeiro de 2018, o CPC 47, estabelece novo modelo para mensuração e reconhecimento das receitas advindas dos contratos de fornecimento de bens e serviços.

Como ponto inovador e incremental aos pronunciamentos anteriores, a nova norma estabelece que a receita deve ser reconhecida no momento em que for provável que a entidade receberá a contraprestação à qual tem direito em troca dos bens e serviços transferidos.

Outro ponto a ser observado pelas empresas é que a receita deverá ser mensurada e reconhecida pelo seu valor líquido das obrigações de *performance* vinculadas aos contratos. Neste quesito, o pronunciamento esclarece que a obrigação de *performance* se refere à todas as obrigações que a entidade assume na ocasião da transferência dos bens e serviços ou após esta.

O pronunciamento comunica ainda que a entidade pode adotar os princípios de aplicabilidade do novo método com base em uma carteira de contratos com características similares em obrigações de *performance*. Isso se a entidade considerar que ao avaliar o portfólio da carteira de contratos, entende que os resultados não produzem informações diferentes nas demonstrações contábeis quando avaliados de forma individual.

Neste contexto, a Companhia avaliou as suas carteiras de contratos com as mesmas características em obrigações de *performance* e encontrou impacto na adoção do novo pronunciamento para o grupo de receitas relacionadas ao TUSD (Tarifa de uso do sistema de distribuição).

O órgão regulador ANEEL determina que a concessionária deverá creditar em fatura do consumidor o valor monetário correspondente ao descumprimento dos padrões técnicos comerciais não atendidos. Tratam-se dos indicadores de penalidades DIC - Duração de Interrupção Individual, FIC - Frequência de Interrupção Individual, DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua, DICRI - Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico, DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

Como possuem caráter de penalidade, a ANEEL, através do item 16 do Despacho Nº 4.097 de 30 de dezembro de 2010, regrou o registro destes indicadores como despesa financeira. Contudo, em sua revisão do Manual de Contabilidade, oficializada através da Resolução Normativa Nº 605/2014, determinou que estes valores fossem contabilizados como Gastos Operacionais, isso para as demonstrações contábeis regulatórias.

Em relação às demonstrações contábeis societárias, o CPC 47 / IFRS15 traz a figura da contraprestação variável, sendo que esta pode variar em razão dos descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades e outros similares.

Desta forma, a Companhia, ao avaliar a classificação destas penalidades pelo descumprimento dos indicadores de qualidade no fornecimento de energia sob o ângulo de aplicação do novo CPC, realizou o seguinte comparativo:

Bem/Serviço Transferido	Natureza da obrigação de desempenho	Reconhecimento da receita segundo CPC 47, a partir de 01.01.2018	Reconhecimento da receita segundo o CPC 30, vigente até 31.12.2017
Receita de Uso do Sistema de Distribuição TUSD-TE e TUSD-TU	Penalidades pelo descumprimento dos níveis adequados no fornecimento de energia elétrica	A receita (contraprestação variável) deve ser reconhecida pelo valor líquido de descontos, penalidades, abatimentos [...]	As penalidades eram tratadas como despesa operacional. As receitas eram registradas pelo valor justo, deduzidas de descontos comerciais e bonificações.

Sob a abordagem do CPC 47, a Companhia reclassificou estas penalidades do grupo de contas “Despesas Operacionais” para “Receita Líquida”, apresentando a seguir os impactos desta reclassificação em suas demonstrações contábeis relativas ao exercício de 2018.

Em mil R\$	Saldo divulgado em 31.12.2018	Ajustes CPC47/IFRS15	Saldos sem a adoção do CPC47/IFRS15
Receita Líquida	3.333.828	(21.174)	3.355.002
Custo com Serviço de Energia Elétrica.....	(3.501.159)	-	(3.501.159)
Despesas Operacionais.....	(304.811)	21.174	(325.985)
Outras Receitas.....	51.644	-	51.644
Outras Despesas.....	(36.827)	-	(36.827)
Resultado Financeiro Líquido.....	(583.254)	-	(583.254)
Tributos Diferidos.....	51.236	-	51.236
EBTIDA.....	<u>(989.345)</u>	<u>-</u>	<u>(989.345)</u>

A Companhia também analisou as receitas de construção da infraestrutura da concessão e concluiu que as mesmas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. Com base nas análises realizadas, a Companhia reclassificou os saldos contábeis representativos dos bens vinculados à concessão, durante o período de construção ou melhoria, da rubrica de ativo financeiro da concessão para ativo contratual (nota explicativa 12).

	Saldo Divulgado em 31.12.2018	Ajustes CPC 47/IFRS 15	Saldos sem a Adoção em 31.12.2018
Ativo Contratual (infra estrutura em construção)	481.849	481.849	-
Ativo Financeiro da Concessão	189.915	(481.849)	671.764
Total	671.764	-	671.764

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 47 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

ii) CPC 48 – Instrumentos Financeiros (IFRS 9)

Este pronunciamento trouxe, a partir de 01 de janeiro de 2018, uma nova abordagem a respeito da classificação, mensuração, reconhecimento e provisão de perdas de valor recuperável sobre os ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros.

As classificações anteriormente previstas no parágrafo 45 do CPC 38 / IAS 39, estavam assim elencadas: **i)** ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado; **ii)** investimentos mantidos até o vencimento; **iii)** empréstimos e contas a receber; e **iv)** ativos financeiros disponíveis para venda.

A partir da vigência do pronunciamento CPC 48, a Companhia passou a classificar seus ativos e passivos financeiros com base no modelo de negócio em que a gestão dos mesmos leve ao atingimento do seu objetivo comercial, considerando as intenções da administração em relação ao instrumento individual ou agrupado em um portfólio. As novas classificações adotadas são:

- iv) Custo amortizado;
- v) Valor justo por meio do resultado (VJR); e
- vi) Valor justo por meio de outros resultados abrangente (VJORA).

Com as novas classificações introduzidas pelo CPC 48 / IFRS 9, vieram os novos conceitos para o enquadramento dos ativos e passivos financeiros, estes observados pela Companhia no momento de classificação dos seus instrumentos. Desta forma, descreve-se abaixo as principais características sobre cada uma das modalidades:

iv) Custo amortizado:

- c) Quando o ativo for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo principal seja receber fluxos de caixa contratuais; e

- d) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto;
- v) Valor justo por meio do resultado (VJR):
 - b) Quando não for mensurado pelo custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes. Entretanto, no reconhecimento inicial, a Companhia pode, de forma irrevogável, designar um ativo financeiro que, de outra forma, satisfaça os quesitos para serem mensurados ao custo amortizado ou VJORA como ao VJR, se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma poderia surgir.
- vi) Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA):
 - c) Quando o ativo financeiro for mantido em um modelo de negócio cujo objetivo seja tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais ou pela venda do ativo; e
 - d) Quando os termos contratuais derem origem, em datas específicas, a fluxos de caixa que constituam o pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Apresentados estes conceitos, o quadro a seguir descreve sobre como a Companhia realiza esta avaliação para a classificação dos seus ativos e passivos financeiros:

Política aplicada a partir de 01 de janeiro de 2018:

<p>Avaliação do modelo de negócio:</p>	<p>A companhia faz a avaliação do modelo de negócio para o ativo ou passivo financeiro, seja em sua forma individual ou em um portfólio de ativos/contratos que apresentem as mesmas características de recebimento ou pagamento que não se difiram quando analisados de forma individual.</p> <p>A classificação inclui a verificação de como se concentra a estratégia da administração, ou do órgão regulador, a respeito das características de recebimento de principal e juros em um fluxo de caixa, consideradas também as possibilidades de venda, indenização, ou pagamento do instrumento.</p> <p>Para fins desta avaliação, “principal” é o valor justo do ativo financeiro no momento do seu reconhecimento inicial. De outra forma, “juros” são considerados os encargos para cobrir da taxa relacionada à perda do valor do dinheiro no tempo e o risco de crédito associado.</p>
<p>Formas de reconhecimento de ganhos e perdas:</p>	<p>Ativos financeiros mensurados pelo VJR: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem, exemplo: juros, taxas de retorno sobre o investimento (remuneração), dividendos e redução ao valor recuperável.</p> <p>Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado: Os ganhos e perdas são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Exemplo: redução de valor recuperável, juros e variações monetárias.</p> <p>Ativos financeiros mensurados ao VJORA: Os ganhos e perdas decorrentes de juros, variações monetárias e redução ao valor recuperável são reconhecidos no resultado na competência em que ocorrem. Outros ganhos e perdas líquidas são reconhecidos no ORA. No momento de desconhecimento, os ganhos e perdas acumulados são reclassificados para o resultado.</p>

O novo pronunciamento trouxe como inovador o conceito de que as perdas de valor recuperável dos ativos migram de um modelo de “perdas incorridas” para um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O quadro abaixo retrata as principais práticas da Companhia no sentido de acompanhar se o valor contábil líquido dos seus ativos estão apresentados nas demonstrações contábeis por seu valor plenamente recuperável.

Perdas ao valor recuperável:	<p>A Companhia avalia periodicamente se existem sinais de aumento no risco de crédito que seja significativa para o fluxo de caixa da contraprestação esperada para liquidação do ativo financeiro/contratual.</p> <p>Especificamente para os ativos contratuais, a Companhia avalia o comportamento, através do portfólio de contratos, dos seus principais contratos, que são os relacionados ao fornecimento de energia elétrica.</p> <p>Nesta avaliação, é criticado o histórico da inadimplência da carteira de contas a receber relacionadas às classes de consumo residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, além de outras rubricas que compõem o contas a receber.</p> <p>Para realizar este estudo, a Companhia criou uma matriz de perdas que contempla o histórico de inadimplência dos últimos 24 meses, com o objetivo de estabelecer um percentual razoável de perdas por risco de crédito em cada portfólio de contratos, e, com isso, entende que são atendidas as determinações do CPC 48, quando requer a avaliação da entidade sobre a identificação de possível aumentos significativos no risco de crédito nos fluxos de caixa dos ativos contratuais.</p> <p>Sobre os demais ativos financeiros, a companhia avalia o valor justo dos mesmos por meio de comparativo com o valor de mercado, que em alguns casos pode ser o valor novo de reposição (VNR) devidamente constante em resolução homologatória do órgão regulador, que, em alguns casos, podem ser atualizados por algum indexador de inflação, geralmente, IPCA.</p> <p>Outros ativos financeiros têm seu valor justo identificado pela metodologia de fluxo de caixa descontado por uma taxa de desconto razoável para o modelo de negócio ou ainda é constituído um fluxo de caixa que contempla os investimentos iniciais e as receitas (contraprestações) esperadas ao longo da vida do ativo/contrato, estabelecendo a taxa de retorno que é utilizada para a sua atualização e para identificação do valor presente do fluxo de caixa.</p> <p>Quando é identificado um valor inferior entre o valor recuperável e o valor líquido constante nos saldos contábeis, seja pela venda ou pelo fluxo de caixa advindo do uso do ativo, a diferença é ajustada imediatamente no resultado no momento em que ocorre.</p>
-------------------------------------	--

Desde a adoção inicial do CPC 48/ IFRS 9, em 01 de janeiro de 2018, a Companhia revisa periodicamente as premissas e os dados que sustentam a construção da matriz de inadimplência, que gera um *aging list* (antiguidade de vencimentos) dos ativos contratuais, assim como os dados para elaboração dos fluxos de caixa, com o objetivo de identificar qualquer alteração significativa que possa elevar o risco de crédito e ocasionar um registro de perda por valor recuperável. Desta forma, a Administração entende que os registros de perdas esperadas são suficientes para sustentar o valor recuperável dos seus ativos nestas demonstrações contábeis.

A Companhia, aproveitando a isenção que lhe permite, optou pela adoção do CPC 48 através do método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, não rerepresentando informações comparativas com os períodos anteriores decorrentes de aplicação do novo pronunciamento.

A seguir, são demonstrados os ativos financeiros e suas novas classificações nos moldes do novo pronunciamento contábil:

	Nota	Classificação de acordo com:		31/12/2017	01/01/2018
		CPC 38/IAS 39	CPC 48/IFRS 9		
Ativos Financeiros					
Aplicações Financeiras	5	VJR	VJR	96.656	96.656
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	Empréstimos e recebíveis	Custo Amortizado	563.583	563.583
Ativo Financeiro da Concessão	12.2	Disponível para Venda	VJR	178.892	189.915
Passivos Financeiros					
Fornecedores	16	Custo Amortizado	Custo Amortizado	1.173.259	1.173.259
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	19	Custo Amortizado	Custo Amortizado	597.775	597.775

4.33. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2019, 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 2018, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

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

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

i) Interpretação e aplicação

O IASB emitiu a Norma IFRS 16, que define os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de *leases* (arrendamentos). 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, e que aborda os princípios para a mensuração e reconhecimento das operações com arrendamentos. O princípio norteador desta nova normativa diz respeito ao reconhecimento do ativo e passivo advindo do direito de uso de um bem objeto do contrato de arrendamento.

A Companhia realizou levantamento em todos os seus contratos com características de arrendamentos, com a finalidade de avaliar o impacto de adoção da nova norma para divulgação nas demonstrações financeiras do exercício de 2018, assim como para projetar o impacto nas demonstrações do exercício de 2019.

No levantamento dos contratos foram ponderados alguns pré-requisitos para o registro como ativo e passivo de direito de uso, sendo eles:

- a) a identificação de um ativo exclusivo no contrato de arrendamento, o qual o arrendador não tenha o direito de substituição;
- b) o arrendatário obtém substancialmente todos os benefícios econômicos do uso do ativo durante todo o período de uso;
- c) o direito do arrendatário em direcionar a finalidade de utilização do ativo durante todo o período de uso.
- d) o período de arrendamento é superior a doze meses; e
- e) o arrendamento não é de pequeno valor.

Este levantamento de contratos trouxe o seguinte cenário de análise para a aplicação da nova norma:



ii) Mensuração do ativo de direito de uso e do passivo de arrendamento

Para cada contrato escopo da nova norma contábil, a Companhia adotou a metodologia de fluxo de caixa descontado, com o objetivo de identificar o valor presente dos ativo e passivo a serem registrados pelo direito de uso em 1º de janeiro de 2019. Foram considerados no fluxo de caixa os valores mensais das parcelas fixadas no contrato, pelo período de janeiro de 2019 até o último período contratual, sendo considerados os reajustes anuais que ocorrem por IGP-M.

Os fluxos de caixa foram ajustados a valor presente pela taxa incremental de empréstimos e financiamentos, sendo aquela que representa o custo real das suas últimas consultas para captações no mercado financeiro. A Controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEGT considerou como adequada a taxa (% CDI + 3,25% a.a) convertidas para taxa efetiva mensal já a Controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED considerou como adequada a taxa (% CDI + 4,5% a.a) convertidas para taxa efetiva mensal.

iii) Impactos da adoção

A Administração das Controladas conclui que, a partir da aplicação da nova norma IFRS/16, além do reconhecimento dos ativo e passivo do direito de uso, que até então não eram registrados pela prática contábil vigente, ocorrerá o deslocamento de parte do custo do contrato do resultado operacional para o resultado financeiro.

A Controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT demonstra a seguir os impactos da aplicação da norma no momento de sua adoção em 1º de janeiro de 2019:



A Controlada CEEE-GT também avaliou o impacto da adoção da norma em seu resultado para ao longo do exercício de 2019 e para os exercícios seguintes, em comparação à norma anterior CPC06, estando os valores demonstrados na tabela que segue:

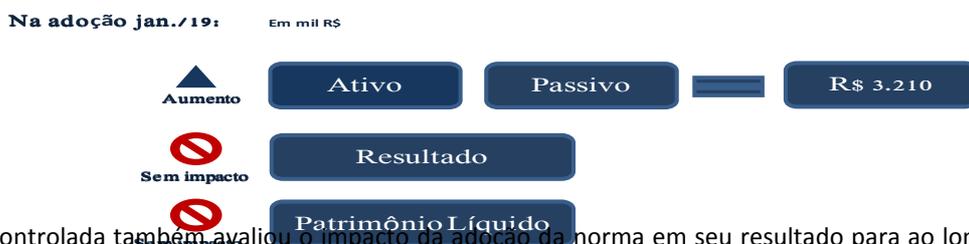
2019 (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	313	269 -	45
Despesa Financeira	-	118	118
Resultado Líquido	313	386	73

Exercícios Seguintes (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	1.350	1.176 -	174
Despesa Financeira	-	101	101
	1.350	1.277 -	73
Resultado Líquido	1.664	1.664	-

A partir da análise dos dados apresentados, a CEEE-GT concluiu que, no momento da adoção inicial, ocorrerá um aumento dos ativos e passivos de direito de uso na ordem de R\$ 1,3 milhões, sem reflexo no resultado ou no patrimônio líquido.

Já no resultado em 2019, ocorrerão uma redução da despesa operacional e um incremento da despesa financeira. Desta forma, o resultado líquido será reduzido em R\$ 73 mil neste exercício. Contudo, percebe-se que esta influência no resultado é temporária, sendo revertida nos exercícios seguintes.

A Controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEED demonstra a seguir os impactos da aplicação da norma no momento de sua adoção em 1º de janeiro de 2019:



A Controlada também avaliou o impacto da adoção da norma em seu resultado para ao longo do exercício de 2019 e para os exercícios seguintes, em comparação à norma anterior CPC06, estando os valores demonstrados na tabela que segue:

2019 (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	1.027	897 -	130
Despesa Financeira	-	305	305
Resultado Líquido	1.027	1.202	175

Exercícios Seguintes (Em mil R\$)			
	CPC06	IFRS16/CPC06 (R2)	Comparativo
Despesa Operacional	2.978	2.587 -	391
Despesa Financeira	-	216	216
	2.978	2.803 -	175
Resultado Líquido	4.005	4.005	-

A partir da análise dos dados apresentados, a CEEE-D concluiu que, no momento da adoção inicial, ocorrerá um aumento dos ativos e passivos de direito de uso na ordem de R\$ 3,2 milhões, sem reflexo no resultado ou no patrimônio líquido.

Já no resultado em 2019, ocorrerão uma redução da despesa operacional e um incremento da despesa financeira. Desta forma, o resultado líquido será reduzido em R\$ 175 mil. Contudo, percebe-se que esta influência no resultado é temporária, sendo revertida nos exercícios seguintes.

Diante deste cenário, considerando que os valores aqui apresentados são imateriais frente aos valores das demonstrações contábeis das Controladas, a Administração está avaliando se deve adotar a nova norma, uma vez que deve ser observado o julgamento da materialidade, este bem apontado pela CVM em seu Ofício-Circular Nº 01/2019.

Por fim, a Administração da Companhia informa que não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio líquido divulgado.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS.

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE			
Numerário Disponível		21.503	47.038
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - SIAC/BANRISUL	37	302.504	377.076
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		<u>324.007</u>	<u>424.114</u>
NÃO CIRCULANTE			
Fundo Bradesco Empresas		9	9
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		<u>9</u>	<u>9</u>

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$21.503 (R\$47.038 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2 Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata

O valor de R\$302.504 (R\$377.076 em 31 de dezembro de 2017) refere-se ao valor aplicado 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 PERMISSONÁRIAS.

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE						
Consumidores	6.1	408.871	135.252	493.908	1.038.031	796.148
Suprimento de Energia		11.789	-	-	11.789	23.097
Encargo de Uso da Rede		78.318	-	-	78.318	89.762
Permissionárias		5	-	-	5	363
Parcelamentos	6.2	98.441	39.059	107.211	244.711	215.521
Energia de Curto Prazo - CCEE	6.3	-	-	-	-	73.367
Títulos de Crédito a Receber		501	-	-	501	463
Movimentação da Provisão para Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa	6.4	-	-	-	-	(473.812)
		<u>597.925</u>	<u>174.311</u>	<u>12.113</u>	<u>1.373.356</u>	<u>724.908</u>
NÃO CIRCULANTE						
Parcelamentos	6.2	98.767	-	-	98.767	13.121
		<u>98.767</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>98.767</u>	<u>13.121</u>

6.1. Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
Residencial	163.545	82.810	178.923	425.278	400.070
Industrial	36.475	8.191	57.083	101.749	58.826
Comercial Serviços e Outras Atividades	131.040	32.448	117.174	280.662	153.426
Rural	26.906	5.429	18.625	50.960	27.056
Poder Público	25.535	4.961	49.171	79.666	43.490
Iluminação Pública	8.367	1.097	72.900	82.364	103.499
Serviço Público	17.003	316	32	17.351	9.781
Total	<u>408.871</u>	<u>135.252</u>	<u>493.908</u>	<u>1.038.030</u>	<u>796.148</u>

6.2. Parcelamentos

O montante de R\$244.711 (R\$215.521 31 de dezembro de 2017) no ativo circulante e R\$98.767 (R\$13.121 em 31 de dezembro de 2017) 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. Energia de Curto Prazo – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$73.367 em 31 de dezembro de 2017 refere-se à energia vendida no mercado e curto prazo, conforme informações divulgadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

6.4. 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:

	Saldo 31/12/2017	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2018
CONSUMIDORES POR CLASSE				
Residencial	153.602	63.708	(38.387)	178.923
Industrial	36.528	14.636	(20)	51.145
Comercial Serviços e Outras Atividades	74.348	32.936	(1.172)	106.113
Rural	10.879	4.319	(81)	15.117
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	93.945	42.941	(21.313)	115.573
Títulos de Créditos a Receber/Parcelamentos /Diversos	104.511	33.378	(15.750)	122.137
Total	<u>473.813</u>	<u>191.918</u>	<u>(76.723)</u>	<u>589.008</u>

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
PIS/COFINS a Compensar	981	9.752
ICMS a Compensar	7.592	742
IRPJ e CSLL a Compensar	5.834	70.147
INSS a Compensar	400	1.155
Outros Créditos a Compensar	21.794	4.712
Total	36.601	86.508
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar	41.319	25.589
PIS/COFINS a Compensar	2	2
INSS a Compensar	74	61
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1
IRRF a Compensar	49	49
Outros Créditos a Compensar	6	4
Total	41.452	25.706

A expectativa de realização dos valores registrados no não circulante é de 04 (quatro) anos conforme dispositivo legal estabelecido na Lei Complementar nº 87/96 que permite a constituição e respectiva fruição deste crédito tributário.

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Estoque de Operação	68.915	44.792
(-) Provisão para Perdas	(516)	(482)
Total	68.399	44.310

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

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017
Programa RELUZ	9.1	23	1.028
Programa de Eficiência Energética - PEE	9.2	23.105	16.644
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.3	16.707	15.776
Adiantamento a Fornecedores/Empregados		22.382	5.633
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4	5.725	5.877
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		14.035	19.137
Cedência de Funcionários	34	549	270
Custos a Reembolsar.....	9.5	11.086	-
Dividendos a Receber.....	9.6	38.072	20.886
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios FIDC.....	9.5	-	-
Subvenção CDE - PLT		531	1.833
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2361/2017	9.7	141.038	207.066
Serviço Próprio	9.8	59.543	23.137
Outros Devedores - Geração e Transmissão CEEEGT		28.792	19.546
Outros Devedores - Distribuição CEEED		26.414	26.314
Total		388.002	363.147
NÃO CIRCULANTE			
Títulos de Crédito a Receber		17	17
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.871	1.871
Outros Devedores		105.676	44.048
Total		107.564	45.936

9.1. Programa RELUZ

O valor de R\$23 (R\$1.028 em 31 de dezembro de 2017) 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\$23.105 (R\$16.644 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à aplicação dos recursos provenientes dos Programas de Eficiência Energética, que visam demonstrar à sociedade a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica.

9.3. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$16.707 (R\$15.776 em 31 de dezembro de 2017) 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.

9.4. Subvenção à Receita Baixa Renda – Tarifa Social

O valor de R\$5.725 (R\$5.877 em 31 de dezembro de 2017) 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.

9.5. Custos a Reembolsar

O valor de R\$11.086 refere-se, principalmente, aos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção com as investidas Povo Novo e TESB.

9.6. Dividendos a Receber

O valor de R\$38.072 (R\$20.886 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Chapecoense R\$5.961, Ceran R\$7.442, TSLE R\$7.334, Enercan R\$3.353, Etau R\$40, Complexo Eólico Povo Novo R\$17 e Enerfin R\$13.925.

9.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017

O valor de R\$141.038 (R\$207.066 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à CDE, a ser repassado pela ELETROBRAS à CEEE-D, no período de competência de dezembro de 2017 a outubro de 2018, 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 24).

9.8. Serviço Próprio

O valor de R\$ 59.543 (R\$23.137 em 31 de dezembro de 2017) 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	
	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Investimentos em Títulos do Governo	102.734	135.585
	<u>102.734</u>	<u>135.585</u>

10.1 Descrição

O saldo de R\$102.734 (R\$135.585 em 31 de dezembro de 2017) 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, por intermédio de suas controladas, 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 Eletrobrás.

Nesse contexto as Controladas obtiveram um valor a receber de R\$3.023.261 inerente à Conta de Resultados a Compensar – CRC, apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos fiscais da Companhia junto a Receita Federal do Brasil – RFB no montante de R\$116.426. Assim, no tocante aos créditos da CRC, o valor R\$2.906.835 na data base de 31 de dezembro de 2011, 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 e 18/12/2012 a Secretaria do Tesouro Nacional transferiu a primeira e a segunda tranche para a Companhia no valor de R\$1.382.252 e de R\$989.044, correspondentes a 614.819 e 344.692 NTN-B, respectivamente. Em 17/12/2013, a terceira e última tranche foi transferida.

10.2 Classificação

Em 31 de dezembro de 2011, as Controladas haviam 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 das Controladas da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrassetoriais e financiamentos perante a Eletrobrás, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 as Controladas efetivaram 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.

As Controladas consideraram as seguintes características, nas quais não é possível identificar uma categoria específica de instrumento financeiro, exceto Ativo financeiro disponível para venda:

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

10.3 Formas 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 saldo de CRC a receber está indexado ao futuro recebimento de NTN-Bs conforme termos do acordo firmado, desta forma, está atualizado com base no valor nominal das NTN-Bs atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior). A Concessionária tem direito aos juros remuneratórios de 6% a.a., a partir da efetiva transferência da titularidade.

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

10.4 Movimentação

O valor justo e os juros efetivos das NTN-B's 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 31/12/2017	135.585	8.874	(3.267)	-	-
Atualização pela taxa efetiva.....	11.959	-	-	11.959	-
Valorização do valor justo	5.770	-	5.770	-	-
Venda do ativo financeiro.....	(43.915)	-	(1.270)	1.270	-
Juros Recebidos.....	(6.665)	-	-	-	-
Efeito tributário.....	-	548	(1.071)	-	523
Posição em 31/12/2018	102.734	9.422	162	13.229	523

11. ATIVO / PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$161.894 R\$(161.526 em 31 de dezembro de 2017) 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:

	Saldo em 31/12/2017	Ciclo Passado	A Amortizar Ciclo Passado 11/2017 a 10/2018	Constituição Ciclo corrente	Atualização Monetária Ciclo corrente	Saldo em 31/12/2018
CVA Ativa	367.775	(367.775)	441.172	73.865	2.187	517.224
CVA AQUISIÇÃO ENERGIA - CICLO PASSADO	323.143	(323.143)	408.654	-	-	408.654
CVA AQUISIÇÃO ENERGIA - CICLO CORRENTE	-	-	-	61.291	1.813	63.104
CVA TRANSP. ITAIPÚ CICLO PASSADO	13.229	(13.229)	-	-	-	-
CVA TRANSP. ITAIPÚ CICLO CORRENTE	-	-	-	818	78	896
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO PASSADO	31.194	(31.194)	28.129	-	-	28.129
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO CORRENTE	-	-	-	-	221	221
CVA CDE CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA CDE CICLO CORRENTE	-	-	-	10.947	75	11.022
CVA ANGRA ESS/EER CICLO PASSADO	-	-	4.389	-	-	4.389
CVA ESS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO PASSADO	209	(209)	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO CORRENTE	-	-	-	809	-	809
Demais Ativos Financeiros Setoriais	148.270	(148.270)	120.002	-	-	120.002
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO PASSADO	21.451	(21.451)	15.389	-	-	15.389
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS CICLO PASSADO	104.269	(104.269)	78.277	-	-	78.277
CVA OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA OUTROS CICLO PASSADO	22.550	(22.550)	26.336	-	-	26.336
CVA OUTROS CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
Total do Ativo	516.045	(516.045)	561.174	73.865	2.187	637.226
CVA Passiva	(138.019)	138.019	(173.703)	(46.853)	(1.806)	(222.362)
CVA ENERGIA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA ENERGIA CICLO CORRENTE	-	-	-	-	-	-
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA TRANSP. REDE BÁSICA CICLO CORRENTE	-	-	-	(29.305)	(177)	(29.482)
CVA CDE CICLO PASSADO	(16.169)	16.169	-	-	-	-
CVA CDE CICLO CORRENTE	-	-	-	-	(82)	(82)
CVA ESS CICLO PASSADO	(121.850)	121.850	(173.703)	-	-	(173.703)
CVA ESS CICLO CORRENTE	-	-	-	(16.041)	(1.539)	(17.580)
CVA PROINFA CICLO PASSADO	-	-	-	-	-	-
CVA PROINFA CICLO CORRENTE	-	-	-	(1.507)	(8)	(1.515)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(185.637)	185.637	(191.221)	(41.437)	(3.426)	(236.085)
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO PASSADO	(5.829)	5.829	-	-	-	-
CVA NEUTRALIDADE PARCELA A CICLO CORRENTE	(1.210)	1.210	-	(12.712)	(37)	(12.749)
Outros Componentes Financeiros	(178.598)	178.598	(191.221)	(28.725)	(3.389)	(223.336)
CVA SOBRECONTRATAÇÃO MCP CICLO PASSADO	-	-	(66.981)	-	-	(66.981)
CVA Sobrecontratação para o ano civil de 2016	-	-	-	(12.388)	(3.389)	(15.776)
CVA OUTROS COMP. FINANCEIROS CICLO PASSADO	(178.598)	178.598	(124.240)	-	-	(124.240)
CVA OUTROS COMP. FINANCEIROS CICLO CORRENTE	-	-	-	(16.337)	-	(16.337)
Total do Passivo	(323.656)	323.656	(364.924)	(88.290)	(5.232)	(458.447)
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial Líquido	192.389	(192.389)	196.250	(14.425)	(3.045)	178.779

Outros Componentes Setoriais Financeiros

	Saldos em 31/12/2017	Ciclo Passado	A Amortizar Ciclo Passado 11/2017 a 10/2018	Constituição Ciclo corrente	Atualização Monetária Ciclo corrente	Saldos em 31/12/2018
Despesas Pagas antecipadamente						
Quotas de Custeio e Energia - Proinfra	5.349	-	(58.837)	59.643	-	6.156
Total do Ativo	5.349	-	(58.837)	59.643	-	6.156
Demais Passivos Financeiros Setoriais						
Reversão Faturamento Ultrapassagem de Demanda	(11.811)	-	16.220	(12.198)	-	(7.779)
Reversão Fatur. Excedente de Reativos	(24.401)	-	31.107	(21.967)	-	(15.261)
Total do Passivo	(36.212)	-	47.327	(34.155)	-	(23.040)
Total Outros Componentes Setoriais Financeiros Líquido	(30.863)	-	(11.509)	25.488	-	(16.885)
Total Ativo Financeiro Setorial	161.526	(192.389)	184.741	11.062	(3.045)	161.894

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$145.321 (R\$110.084 em 31 de dezembro de 2017) 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 da Concessão - Contratual

Composição dos saldos do Ativo da Concessão – Contratual - de Distribuição e Transmissão:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	117.489	98.583
Total	117.489	98.583
Não Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.040.993	912.615
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	481.849	374.203
Total	1.522.842	1.286.818

13.1. Ativo da Concessão - Contratual – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEEGT

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Circulante	117.489	98.583
Não Circulante	1.040.993	912.615
Total	1.158.482	1.011.198

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

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 “financeiro” e reconhece os ativos do contrato pelo valor justo, considerando que a infraestrutura construída é recuperada por meio dos fluxos de caixa estabelecidos na RAP (Receita Anual Permitida) ou RAG (Receita Anual de Geração), a qual contempla os seguintes valores:

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

Em 31 de dezembro de 2018, o valor de R\$889.314 é composto por R\$39.298, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002, por R\$764.026, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001 e R\$85.990 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.

13.1.1. Movimento do Ativo da Concessão - Contratual

	CONSOLIDADO				Total
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 025/2000	Contrato 001/2011 TESB	
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	698.902	44.342	46.069	221.885	1.011.198
(+) Receita de Construção (Adições).....	76.160	-	41.857	23.163	141.180
(+) Receita Financeira.....	74.298	12.008	3.320	25.037	114.663
(-) Baixas.....	(2.255)	-	(199)	-	(2.454)
(+) Reversão da Perda de Valor recuperável.....	-	-	-	-	-
(-) Amortização do período.....	(83.079)	(17.052)	(5.091)	(2.984)	(108.206)
(-) Outros.....	-	-	34	2.067	2.101
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	764.026	39.298	85.990	269.168	1.158.482
Em 31 de Dezembro de 2018 - Circulante	93.848	16.936	6.106	599	117.489
Em 31 de Dezembro de 2018 - Não Circulante	670.178	22.362	79.884	268.569	1.040.993

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 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\$ 115.924.

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 para os ativos do Contrato de Concessão de Transmissão nº 080/2002, classificados como Ativo Contratual, é de R\$ 25.796

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 R\$ 115.197 definida pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.421/2018, contemplando o valor de R\$ 49.671 de receita adicional para a remuneração do capital e investimentos em melhorias que entraram em operação após a renovação da concessão.

De acordo com os Artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 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 ainda que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na referida concessão.

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

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

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

13.2. Ativo da Concessão – Contratual – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

	CONSOLIDADO	
Ativo Contratual	481.849	374.203
	481.849	374.203

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

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão e contemplados na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. Os ativos administrativos e de 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.

Com base na análise do Contrato de Concessão, a Administração entende que a indenização devida pelo Poder Concedente ao final da concessão representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, e que a aplicação do modelo “bifurcado” é o que melhor representa o negócio de Distribuição de Energia Elétrica, abrangendo:

- a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão que deve ser classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- a parcela remanescente à determinação do ativo financeiro a amortizar no período da concessão, que deve ser classificada como ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, pelo consumo de energia pelos consumidores.

A partir da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, a Companhia confirmou o entendimento de que o Valor Novo de Reposição – VNR deverá ser utilizado pelo Poder Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição. O saldo do seu ativo financeiro com base no valor novo de reposição depreciado foi ajustado utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2016 através da Nota Técnica ANEEL nº 371 de 11/11/2016.

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 e considerando as normas estabelecidas no ICPC 01, foi adotado o procedimento de bifurcação pelo prazo de 360 meses, sendo que os valores a serem depreciados até o término do referido prazo foram apropriados no Ativo Intangível da Concessão e o montante excedente classificado no Ativo Financeiro da Concessão sujeito a posterior indenização.

13.2.1. Movimento do Ativo da Concessão - Contratual

A movimentação dos bens do Ativo Financeiro da concessão está demonstrada a seguir:

	Ativo Contratual 31/12/2018	Ativo Contratual 31/12/2017
Saldo Inicial	374.203	295.105
(+) Receita de Construção (Adições).....	208.993	118.574
(+/-) Transferência (Bifurcação).....	(101.399)	(39.476)
(-) Perda de Valor recuperável.....	-	-
(-) Outros.....	52	-
Saldo final	481.849	374.203

13.2.2. 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.

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

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

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (outubro de 2008).

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável.

14. Ativo da Concessão – Financeiro

Composição dos saldos do Ativo da Concessão – Financeiro – de Distribuição e Transmissão:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	282.770	224.471
Total	282.770	224.471
Não Circulante		
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.412.735	1.399.409
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	189.914	178.892
Total	1.602.649	1.578.301

14.1. Ativo da Concessão - Financeiro – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT		
Circulante	282.770	224.471
Não Circulante	1.412.735	1.399.409
Total	1.695.505	1.623.880

O Montante de R\$1.695.505 (R\$ 1.623.880 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à parcela dos ativos de transmissão não depreciados e existentes em 31 de maio de 2000 pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, os quais conforme previsão da Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em seu §2º, art. 15º, são passíveis de indenização pela União.

Na sequência deste processo de indenização dos ativos vinculados à RBSE, a ANEEL divulgou a Resolução Normativa nº 589, de 10 de dezembro de 2013, definindo os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização. Nesse sentido, considerando os comandos da



Resolução ANEEL, a CEEE-GT, em 27 de dezembro de 2013, enviou ao órgão regulador o cronograma para realização do laudo de avaliação que valoraria estes ativos considerando o critério de valor novo de reposição.

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

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

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

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

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

Em 10 de abril de 2017, foi proferida sentença judicial favorável à liminar conduzida pela ABRACE, ABIVIDRO e ABRAFE determinando que a ANEEL retirasse o 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, o que ocorreu por força dos normativos ANEEL Despacho 1.779/2017 e da Resolução Homologatória Nº 2.258/2018, com o apoio da Nota Técnica 183/2017, já com reflexo para o ciclo de RAP 2017/2018.

A Companhia entende que, por meio dos dispositivos regulatórios do setor elétrico, assim com as disposições do contrato de concessão, é indiscutível o direito de recebimento do custo de capital inserido nas parcelas de reintegração relativas ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017 e, desta forma, os valores relativos ao custo de capital (ke) 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.

14.1.1. Movimento do Ativo da Concessão - Financeiro

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	Contrato 055/2001 RBSE	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	1.623.880	1.623.880
(+) Receita de Construção (Adições).....	-	-
(+) Receita Financeira.....	115.851	115.851
(-) Baixas.....	-	-
(+) Adoção CPC 47/48.....	269.138	269.138
(-) Amortização do período.....	(313.364)	(313.364)
(-) Outros.....	-	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	1.695.505	1.695.505
Em 31 de Dezembro de 2018 - Circulante	282.770	282.770
Em 31 de Dezembro de 2018 - Não Circulante	1.412.735	1.412.735

A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.408/2018 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 dos ativos não depreciados em 31 de maio de 2000 (RBSE), classificados como Ativo Financeiro, é de R\$ 290.083, sendo R\$ 142.828 referente ao componente econômico e R\$ 147.255 ao componente financeiro.

14.2. Ativo da Concessão –Financeiro – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Financeiro da Concessão	189.914	178.892
Total	189.914	178.892

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 5 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.

14.2.1. Movimento do Ativo da Concessão - Financeiro

	Ativo Financeiro 31/12/2018	Ativo Financeiro 31/12/2017
Saldo em 31 de Dezembro 2017	178.892	174.282
Adições.....	7.267	4.524
Atualização*.....	3.930	174
Baixas.....	(124)	(7)
Outros	(51)	(81)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	189.914	178.892

14.3 Ativo Intangível da Concessão

O 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. A composição e movimentação do ativo intangível da concessão estão apresentados na nota 15.

14.4 Valor Recuperável dos Ativos da Concessão da Geração, Transmissão e Distribuição

Em 31 de Dezembro de 2018, o valor dos Ativos Vinculados à Concessão da Distribuição totalizam R\$ 2.275.068 (em 31 de dezembro de 2017 R\$ 2.195.854). 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 da Geração, Transmissão e Distribuição, 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 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 tendo em vista os seguintes elementos: as ações do Plano de Ajuste Estrutural e os investimentos prudentes que estão sendo realizados de modo a incrementar a Base de Remuneração Regulatória.

15. 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.

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	59.948	59.939
(-) Amortização Acumulada	(15.388)	(15.388)
	<u>44.560</u>	<u>44.551</u>

16. PAGAMENTOS ANTECIPADOS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Pagamentos Antecipados.....	1.107	1.333
	<u>1.107</u>	<u>1.333</u>

17. INVESTIMENTOS MANTIDOS PARA VENDA

Em 17 de setembro de 2018, foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia o Plano de Desinvestimento em 06 ativos nos quais a Companhia possui participação minoritária em seu capital social, sendo eles: Companhia Energética Rio das Antas – CERAN , Chapecoense Geração S/A – CHAPECOENSE, Campos Novos Energia – ENERCAN, Fronteira Oeste Transmissora de Energia – FOTE, Transmissora Sul Litorânea de Energia – TSLE e Empresa de Transmissão Alto Uruguai – ETAU.

A Iniciativa de Venda desses Ativos faz parte da estratégia de potencializar o foco de realização nos investimentos atinentes aos Contratos de Concessão nativos da Companhia (Contrato de Concessão nº 055/2001, nº 025/2000 e nº 080/2002).

Neste ensejo, foram aprovados os preços mínimos de venda dos ativos e forma de alienação destas participações societárias, a qual será realizada por meio de Leilão, na B3 S.A – Brasil Bolsa, cujo edital foi originalmente publicado no 4º trimestre de 2018.

Conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 06 de dezembro de 2018, o processo de desinvestimento instruído no âmbito do Edital do Leilão de Alienação nº 000001/2018 está suspenso pelo prazo necessário à avaliação sobre a pertinência de eventuais ajustes pela Administração.

A Companhia levou em consideração o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e entendeu que em 30 de setembro de 2018 a participação nas sociedades Companhia Energética Rio das Antas – CERAN, Chapecoense Geração S/A – CHAPECOENSE, Campos Novos Energia – ENERCAN, Fronteira Oeste Transmissora de Energia – FOTE, Transmissora Sul Litorânea de Energia – TSLE e Empresa de Transmissão Alto Uruguai – ETAU atenderam aos parâmetros dispostos para classificação em Mantidos para Venda. Os Ativos Mantidos para Venda foram mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e seu valor justo diminuído das despesas de vendas.

Os ganhos ou perdas relativos às operações dos Ativos Mantidos para Venda estão demonstrados na nota explicativa 16.7 – Movimentação dos Investimentos. Não há ganhos ou perdas reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes.

17.1 Participações Societárias Mantidas para Venda

	31/12/2018		31/12/2017	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
FOTE.....	62.879	49,00%	54.870	49,00%
TSLE.....	379.681	49,00%	379.681	49,00%
Ceran.....	510.000	30,00%	510.000	30,00%
Chapecoense.....	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan.....	200.787	6,51%	200.787	6,51%
Etau.....	34.895	10,00%	34.895	10,00%

17.2 Demonstrações Financeiras dos Investimentos Mantidos para Venda

	31/12/2018				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
FOTE.....	54.870	111.119	111.119	(8.576)	(8.576)
TSLE.....	379.861	402.343	402.343	28.734	28.734
Ceran.....	120.000	218.423	218.423	99.230	99.230
Etau.....	34.895	87.249	87.249	17.635	17.635
Chapecoense.....	714.509	989.602	989.602	278.495	278.495
Enercan.....	200.787	395.369	395.369	205.899	205.899

17.3 Movimentação dos Investimentos Mantidos para Venda

	Saldos em 31/12/2017	Reclassificação Ativos Mantidos para Vendas	Equivalência Patrimonial	Dividendos	Saldos em 31/12/2018
FOTE	-	47.051	(4.814)	-	42.237
TSLE	-	208.133	(4.652)	(8.664)	194.817
Ceran	-	83.711	11.703	(11.644)	83.770
Chapecoense	-	88.981	6.952	(8.447)	87.486
Enercan	-	28.579	4.651	(4.785)	28.445
Etau	-	9.821	461	(1.470)	8.812
	-	466.276	14.301	(35.010)	445.567

18. INVESTIMENTOS

18.1 Controladas

Refere-se à participação da CEEE-Par na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT e na Companhia 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 Assembléia Geral Extraordinária realizada em 27 de novembro de 2006 (Ata nº 170), que consignou, nos termos do artigo 229, § 2º, da Lei 6.404/76, 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.

18.1.1. Saldos de Controladas

	CONTROLADORA	
	31/12/2018	31/12/2017
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	(1.854.444)	(1.004.536)
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.564.157	1.568.348
	(290.287)	563.812

18.2. Principais Informações de Controladas

	CEEE-D		CEEE-GT		TOTAL	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Circulante	1.336.742	1.213.797	1.403.624	1.072.322	2.740.366	2.286.119
Ativo Não Circulante	2.836.494	2.608.238	3.598.997	3.653.877	6.435.491	6.262.115
Passivo Circulante	3.208.767	2.225.886	658.345	836.816	3.867.112	3.062.702
Passivo Não Circulante	3.316.910	2.836.627	1.971.697	1.550.769	5.288.607	4.387.396
Patrimônio líquido	(2.352.441)	(1.240.478)	2.372.580	2.338.614	20.139	1.098.136
Resultado do exercício	(989.345)	(87.529)	173.439	391.725	(815.906)	304.196
% de participação	65,92%	65,92%	65,92%	65,92%		
Saldo do investimento no início do período	(1.004.536)	(814.777)	1.622.254	1.438.201	617.718	623.424
Realização dos tributos diferidos sobre avaliação patrimonial na investida	-	-	1.066	3.189	1.066	3.189
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda na investida	-	-	2.966	1.058	2.966	1.058
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes na investida	-	-	706	(28)	706	(28)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC	116.812	(59.464)	-	(85.227)	-	(144.691)
Dividendos	-	-	(92.288)	-	-	-
Registro do Ganho/Perda Atuarial	(141.615)	(1.274)	(136.223)	6.837	(277.838)	5.563
Resultado de equivalência patrimonial	(825.106)	(129.021)	165.676	258.225	(659.430)	129.204
Saldo do investimento no final do período	(1.854.445)	(1.004.536)	1.564.157	1.622.254	(290.288)	617.718

18.3. Investimentos CEEE-GT

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Participações societárias permanentes		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.....	88.146	484.469
Avaliadas pelo método de custo.....	3.024	3.023
(-) Provisão Para Redução Ao Valor Recuperável.....	(124.499)	(122.844)
	(33.330)	364.648

Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial da Controlada CEEE-GT

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

Hídrico	Transmissão	Eólico
Jaguari	TESB TPAE	Ventos de Curupira Ventos de Povo Novo Ventos de Vera Cruz Palmares Ventos da Lagoa Ventos do Litoral Ventos do Sul Ventos dos Índios

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

	31/12/2018		31/12/2017	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB.....	342.190	92,63%	255.475	90,40%
Ventos de Curupira.....	55.929	99,99%	39.768	99,99%
Ventos de Povo Novo.....	24.639	99,99%	14.108	99,99%
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	99,99%	38.581	99,99%
Coligadas				
TPAE.....	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari.....	17.680	10,50%	17.680	10,50%
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.....	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios.....	63.641	10,00%	63.641	10,00%

18.3.1 Controladas

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 55MW.

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

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potência instalada é de 25MW;
- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potência instalada é de 7,5MW;

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

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 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.

Ademais, salienta-se que a Companhia divulgou em 13 de dezembro de 2017, Fato Relevante acerca da autorização para contratação de consultoria especializada, pela Diretoria Colegiada, para realizar a modelagem de eventual desinvestimento nas geradoras do Complexo Eólico Povo Novo.

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.

18.3.2. Coligadas

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

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

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



Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2016 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 em 31/12/2016 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 em 31/12/2016 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, restando em 31/12/2016 R\$18.174.

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

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

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

	31/12/2018
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

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 conseqüente 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.

18.4. Demonstrações Financeiras das Investidas

18.4.1. Demonstrações Financeiras Controladas

Balanco Patrimonial	31/12/2018			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	3.934	199	84	188
Outros Ativos Circulantes.....	940	358	85	33
Ativo Não Circulante.....	323.628	81.610	35.747	89.150
	328.502	82.167	35.916	89.371
Passivo e Patrimônio Líquido				
Outros Passivos Circulantes.....	7.638	2.888	995	2.530
Outros Passivos Não Circulantes.....	82.257	22.510	9.936	22.042
Patrimônio Líquido.....	238.607	56.769	24.985	64.799
	328.502	82.167	35.916	89.371
Demonstração do Resultado	31/12/2018			
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida.....	48.405	133	42	118
Custo de Operação.....	(46.839)	-	-	-
Lucro Bruto.....	1.566	133	42	118
Despesas Operacionais.....	(646)	(654)	(278)	(555)
Resultado Financeiro.....	(107)	20	16	119
Lucro Antes dos Impostos.....	813	(501)	(220)	(318)
Impostos sobre o Lucro.....	(91)	-	-	-
Lucro líquido.....	722	(501)	(220)	(318)

18.4.2. Demonstrações Financeiras Controladas e Coligadas

	31/12/2018				
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Lucro (prejuízo) ajustado
Controladas					
TESB.....	342.190	257.947	257.947	22.213	22.213
Ventos de Curupira.....	55.929	54.501	54.501	(501)	(501)
Ventos de Povo Novo.....	24.639	23.824	23.824	(220)	(220)
Ventos de Vera Cruz.....	62.759	61.497	61.497	(318)	(318)
Coligadas					
TPAE.....	20.350	15.156	15.156	1.467	1.467
Jaguari.....	17.680	23.557	23.557	1.086	1.086
Palmares.....	114.116	128.136	128.136	8.116	8.116
Ventos da Lagoa.....	88.701	110.610	110.610	7.397	7.397
Ventos do Litoral.....	102.901	109.869	109.869	9.048	9.048
Ventos do Sul.....	140.964	175.594	175.594	49.782	49.782
Ventos dos Índios.....	63.641	82.730	82.730	(2.166)	(2.166)

18.5. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Centrais Elétricas S.A - ELETROSUL.....	2.137	2.160
Piratini Energia S.A.....	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo.....	876	876
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos.....	(354)	(354)
	<u>2.669</u>	<u>2.692</u>

18.5.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

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

18.5.2. Piratini Energia S/A

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

18.6. Movimentação dos investimentos

CONTROLADORA/CONSOLIDADO							
	Saldos em 31/12/2017	Aumento de Capital	Impairment	Equivalência Patrimonial	Reclassificação para Ativos Mantidos para Vendas	Dividendos	Saldos em 31/12/2018
Controladas							
TESB.....	124.588	86.020	-	668	-	-	211.276
Ventos de Curupira.....	(11.231)	16.156	(745)	(510)	-	-	3.670
Ventos de Povo Novo.....	(4.678)	10.529	(232)	(230)	-	-	5.389
Ventos de Vera Cruz.....	(7.796)	24.162	(678)	(328)	-	-	15.360
Coligadas							
FOTE.....	10.158	35.993	-	900	(47.051)	-	-
TSLE.....	191.753	-	-	16.380	(208.133)	-	-
Ceran.....	73.743	-	-	21.336	(83.711)	(11.368)	-
TPAE.....	2.732	-	-	299	-	-	3.031
Jaguari.....	1.697	-	-	139	-	-	1.836
Etau.....	9.437	-	-	1.412	(9.821)	(1.028)	-
Palmares.....	13.642	-	-	812	-	(1.639)	12.815
Ventos da Lagoa.....	11.253	-	-	740	-	(931)	11.062
Ventos do Litoral.....	11.971	-	-	905	-	(1.890)	10.986
Ventos do Sul.....	22.862	-	-	4.978	-	(10.278)	17.562
Ventos dos Índios.....	8.489	-	-	(217)	-	-	8.272
Chapecoense.....	84.950	-	-	19.331	(88.981)	(15.300)	-
Enercan.....	22.635	-	-	9.625	(28.579)	(3.681)	-
Ágio Parques Eólicos.....	971	-	-	-	-	-	971
Ágio Ventos do Sul.....	18.174	-	-	-	-	-	18.174
	<u>585.350</u>	<u>172.860</u>	<u>(1.655)</u>	<u>76.240</u>	<u>(466.276)</u>	<u>(46.115)</u>	<u>320.404</u>

18.7. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
FOTE.....	12.500	35.998
	<u>12.500</u>	<u>35.998</u>

19. IMOBILIZADO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D.....	206.776	197.458
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE- GT	677.480	753.076
	<u>884.256</u>	<u>950.534</u>

19.1. Imobilizado – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT

CONTROLADORA							
	31/12/2016	Movimento	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2018
Custo							
Barragens.....	766.633	-	766.633	-	(170.051)	-	596.582
Terrenos.....	16.154	-	16.154	-	-	-	16.154
Edificações.....	120.237	-	120.237	-	-	(4)	120.233
Máquinas e Equipamentos.....	597.369	(7.657)	589.712	-	(64.833)	2.600	527.479
Veículos.....	13.855	-	13.855	-	(56)	155	13.954
Móveis e Utensílios.....	4.210	-	4.210	-	(26)	(1)	4.183
	<u>1.518.458</u>	<u>(7.657)</u>	<u>1.510.801</u>	<u>-</u>	<u>(234.966)</u>	<u>2.750</u>	<u>1.278.585</u>
Depreciação							
Barragens.....	(667.595)	(10.108)	(677.703)	(10.097)	170.051	-	(517.749)
Edificações.....	(108.826)	(801)	(109.627)	(796)	-	1	(110.422)
Máquinas e Equipamentos.....	(476.399)	(1.074)	(477.473)	(11.123)	63.225	13	(425.358)
Veículos.....	(12.414)	(254)	(12.668)	(254)	56	(112)	(12.978)
Móveis e Utensílios.....	(3.462)	(80)	(3.542)	(78)	24	1	(3.595)
	<u>(1.268.696)</u>	<u>(12.317)</u>	<u>(1.281.013)</u>	<u>(22.348)</u>	<u>233.356</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.070.102)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.660	293.870	313.530	-	(43)	-	313.487
Depreciação.....	(18.588)	(197)	(18.785)	(357)	43	-	(19.099)
	<u>1.072</u>	<u>293.673</u>	<u>294.745</u>	<u>(357)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>294.388</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>250.834</u>	<u>273.699</u>	<u>524.533</u>	<u>(22.705)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>2.653</u>	<u>502.871</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>33.088</u>	<u>5.967</u>	<u>39.055</u>	<u>3.646</u>	<u>-</u>	<u>(2.655)</u>	<u>40.046</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>283.922</u>	<u>279.666</u>	<u>563.588</u>	<u>(19.059)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>(2)</u>	<u>542.917</u>
CONSOLIDADO							
	31/12/2016	Movimento	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	31/12/2018
Custo							
Barragens.....	766.633	-	766.633	-	(170.051)	-	596.582
Terrenos.....	24.848	-	24.848	-	-	-	24.848
Edificações.....	153.974	-	153.974	-	-	(4)	153.970
Máquinas e Equipamentos.....	551.978	(7.657)	544.321	-	(64.833)	2.600	482.088
Veículos.....	13.855	-	13.855	-	(56)	155	13.954
Móveis e Utensílios.....	4.329	-	4.329	-	(26)	(1)	4.302
	<u>1.515.617</u>	<u>(7.657)</u>	<u>1.507.960</u>	<u>-</u>	<u>(234.966)</u>	<u>2.750</u>	<u>1.275.744</u>
Depreciação							
Barragens.....	(666.659)	(10.108)	(676.767)	(10.097)	170.051	-	(516.813)
Edificações.....	(78.396)	(801)	(79.197)	(796)	-	1	(79.992)
Máquinas e Equipamentos.....	(521.523)	(1.074)	(522.597)	(11.123)	63.225	13	(470.482)
Veículos.....	(12.375)	(254)	(12.629)	(254)	56	(112)	(12.939)
Móveis e Utensílios.....	(3.467)	(80)	(3.547)	(78)	24	1	(3.600)
	<u>(1.282.420)</u>	<u>(12.317)</u>	<u>(1.294.737)</u>	<u>(22.348)</u>	<u>233.356</u>	<u>(97)</u>	<u>(1.083.826)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)							
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.667	293.870	313.537	-	(43)	-	313.494
Depreciação.....	(18.583)	(197)	(18.780)	(357)	43	-	(19.094)
	<u>1.084</u>	<u>293.673</u>	<u>294.757</u>	<u>(357)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>294.400</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>234.281</u>	<u>273.699</u>	<u>507.980</u>	<u>(22.705)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>2.653</u>	<u>486.318</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>228.974</u>	<u>16.122</u>	<u>245.096</u>	<u>(51.279)</u>	<u>-</u>	<u>(2.655)</u>	<u>191.162</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>463.255</u>	<u>289.821</u>	<u>753.076</u>	<u>(73.984)</u>	<u>(1.610)</u>	<u>(2)</u>	<u>677.480</u>

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

Os ativos administrativos e do apoio em geral são adquiridos prontos em sua maioria e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

Estes ativos da Companhia, que não contribuem diretamente na geração de caixa, estão registrados ao custo de aquisição, que no entendimento da Administração, é a melhor estimativa do seu valor justo.

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

- Custo Atribuído (*Deemed Cost*)

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

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

- Renovação do contrato de Concessão 025/2000

Em referência à matéria que trata da prorrogação das concessões, o Ministério de Minas e Energia, em 01 de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial Nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória Nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 a qual não reconheceu originalmente valores de indenização para as usinas de geração da CEEE-GT com vencimento da concessão em 2015. Diante deste arcabouço legal, a Companhia providenciou a baixa dos valores residuais dos seus ativos de geração vinculados ao Contrato de Concessão Nº 025/2000, com exceção dos ativos pertencentes à usina geradora de Itaúba, com vencimento da concessão em 2021, outras usinas que a CEEE GT detém o direito de exploração, além de imobilizações em curso e bens administrativos do segmento de geração.

Na sequência, em 30/11/2012, o Decreto Nº 7.850, em seu art. 2º, determinou que, até 31 de dezembro de 2013 as informações complementares para mensuração da indenização, excetuados o projeto básico dos empreendimentos de Geração das usinas renovadas, fossem encaminhadas à ANEEL para identificação do valor indenizável daqueles bens ainda não depreciados ou amortizados. Como forma de atendimento a esse dispositivo legal, a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, no prazo estipulado, correspondência relatando a existência de investimentos após o projeto básico pendentes de indenização. Ainda nessa esteira, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 596, a qual estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo da parcela de investimentos relacionados aos bens reversíveis, ainda não depreciados ou não amortizados de que trata o art. 2º do Decreto Nº 7.850/2012. A ANEEL reconheceu esses investimentos no processo tarifário da Companhia a partir da Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015 que 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.

No que se refere a remuneração dos novos investimentos que forem realizados nas Usinas de Geração renovadas, a ANEEL, em 16 de dezembro de 2014, editou a Resolução Normativa Nº 642, disciplinando os procedimentos de regulação tarifária – PRORET para esses ativos.

19.2. Imobilizado – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

	31/12/2016	Movimentação	31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2018
Custo								
Terrenos	8.582	(3.952)	4.630	-	-	-	-	4.630
Edificações	61.993	(39.968)	22.025	-	-	2.022	-	24.047
Máquinas e Equipamentos	66.173	(3.656)	62.517	-	(466)	5.311	18	67.379
Veículos	47.776	(16)	47.760	-	(619)	8.391	-	55.533
Móveis e Utensílios	6.656	(4)	6.652	-	(45)	-	-	6.607
	<u>191.180</u>	<u>(47.596)</u>	<u>143.584</u>	<u>-</u>	<u>(1.130)</u>	<u>15.724</u>	<u>18</u>	<u>158.196</u>
Depreciação								
Edificações	(54.227)	33.030	(21.196)	(84)	-	-	-	(21.280)
Máquinas e Equipamentos	(30.764)	-4.546	(35.306)	(4.401)	429	(3)	-	(39.281)
Veículos	(39.972)	-1.329	(41.301)	(1.741)	615	-	-	(42.427)
Móveis e Utensílios	(5.167)	-184	(5.351)	(172)	44	-	-	(5.479)
	<u>(130.130)</u>	<u>26.970</u>	<u>(103.154)</u>	<u>(6.398)</u>	<u>1.088</u>	<u>(3)</u>	<u>-</u>	<u>(108.467)</u>
Fora do Escopo (Reflexo do IFRIC 12)								
Imobilizado não vinculado	17.064	-	17.064	-	-	(4)	-	17.060
Depreciação	(12.144)	(163)	(12.308)	(162)	-	3	-	(12.468)
	<u>4.919</u>	<u>(163)</u>	<u>4.756</u>	<u>(162)</u>	<u>-</u>	<u>(2)</u>	<u>-</u>	<u>4.592</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>66.969</u>	<u>(20.785)</u>	<u>45.185</u>	<u>(6.560)</u>	<u>(42)</u>	<u>15.719</u>	<u>18</u>	<u>54.320</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>99.779</u>	<u>52.495</u>	<u>152.273</u>	<u>19.218</u>	<u>-</u>	<u>(19.017)</u>	<u>(18)</u>	<u>152.455</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>166.748</u>	<u>31.710</u>	<u>197.458</u>	<u>12.658</u>	<u>(42)</u>	<u>(3.298)</u>	<u>-</u>	<u>206.776</u>

O Ativo Imobilizado da Companhia é composto por bens administrativos, veículos e móveis e utensílios, não sendo os mesmos objetos do contrato de concessão e, por consequência, não abrangidos pela aplicação do ICPC 01 / IFRIC 12 (Contratos de Concessão). Estes ativos são adquiridos já fabricados e entram em operação tão logo sejam recebidos pela Companhia, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

O Ativo Imobilizado em Curso no montante de R\$152.455 (R\$152.273 em 31 de dezembro 2017) é composto por valores registrados das aquisições em andamento (R\$ 68.087) que não compõem o escopo do ICPC01/IFRIC12 (Contratos de Concessão), e por materiais armazenados em depósitos destinados ao investimento (R\$ 90.797) que passarão a compor o escopo do ICPC01/IFRIC12 quando da sua efetiva utilização nas Ordens de Imobilização de obras vinculadas ao serviço concedido.

A alteração das taxas anuais de depreciação estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, reduziu a taxa média de depreciação de 4,13% para 3,75% ao ano.

20. INTANGÍVEIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	43.074	27.545
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	1.698.758	1.707.904
	<u>1.741.832</u>	<u>1.735.449</u>

20.1. Intangível – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT

	CONSOLIDADO
Custo	
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	31.516
Aquisições.....	17.625
Baixas.....	(77)
Outros.....	(335)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	48.729
Amortização e perdas por redução do valor recuperável	
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(3.643)
Amortização do período.....	(2.078)
Baixas.....	66
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	(5.655)
Em 31 de Dezembro de 2017	27.545
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	43.074

É composto pelos gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente por um período de 5 anos.

20.2. Intangível – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	88.091	3.144.556	3.232.647
Aquisições.....	31.351	-	31.351
Baixas.....	-	(77.233)	(77.233)
Transferência do Ativo Financeiro.....	3.297	97.468	100.765
Outros.....	-	88	88
Saldo em 30 de Dezembro de 2018	122.739	3.164.879	3.287.618
Amortização e perdas por redução do valor recuperável			
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(22.946)	(1.501.797)	(1.524.743)
Amortização do Período.....	(4.339)	(105.839)	(110.178)
Baixas.....	-	46.064	46.064
Outros.....	-	(2)	(2)
Saldo em 30 de Dezembro de 2018	(27.286)	(1.561.574)	(1.588.860)
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	65.145	1.642.759	1.707.904
Saldo em 30 de Dezembro de 2018	95.453	1.603.305	1.698.758

Intangível da Concessão

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 não linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante da infraestrutura ao alcance da ICPC 01. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro (vide nota explicativa nº 13), pois será recuperado através de indenização.

Softwares

São licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente, por um período de 05 anos.

21. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Encargos de Uso da Rede	57.475	61.044
Suprimento de Energia Elétrica	7.581	7.289
Energia Elétrica Comprada para Revenda	251.306	192.788
PROINFA - Programa de Incentivos as Fontes Alternativas.....	1.161	67.663
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015.....	42.383	42.234
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	127.564	9.656
Risco Hidrológico - GSF.....	80.610	187.314
Materiais e Serviços	159.209	163.871
Energia de Curto Prazo - CCEE	81	119.016
Retenção Contratual	25.171	38.226
Total	725.542	889.100
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015.....	142.556	157.353
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	360.147	412.114
Total	502.703	569.467

21.1. Repactuação de Dívida – PROINFA

O saldo de R\$1.161 (R\$67.663 em 31 de dezembro de 2017) no Passivo Circulante refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Programa de Incentivos às Fontes de Energia Alternativa celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS. O valor repactuado é de R\$ 66.554 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/12/2016 a 10/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização é de 12 (doze) meses tendo sido iniciada em 30/12/2017, sendo seu vencimento todo dia 30 de cada mês.

21.2. Repactuação de Dívida – Itaipu

21.2.1 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 02/2015 a 30/06/2015

O saldo de R\$42.383 (R\$42.234 em 31 de dezembro de 2017) no Passivo Circulante e R\$142.556 (R\$ 157.353 em 31 de dezembro de 2017) 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. O valor repactuado é de U\$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 (sessenta) meses, a contar após o período de carência de 24 (vinte e quatro) meses, nos quais serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

21.2.2 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017

O saldo de R\$127.564 (R\$9.656 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante e R\$360.148 (R\$412.114 em 31 de dezembro de 2017) 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. O valor repactuado é de U\$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 (doze) parcelas iniciais no valor de US\$ 100 (cem mil dólares americanos) cada e as 48 (quarenta e oito) 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.

21.3. Risco Hidrológico – GSF

Em 2017, nos meses de abril e setembro, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica 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 CCEE, totalizando o montante de R\$ 187.314 contabilizados naquele exercício.

22 OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Provisão para Férias, 13 ^º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	73.561	69.257
Retenções sobre a Folha de Pagamento	30.045	37.510
Prêmio Assiduidade	289	309
Total	103.895	107.076

O valor de R\$30.045 (R\$37.510 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

23. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	1.368.138	379.131
Parcelamento PIS / COFINS - RFB	55.148	45.067
Parcelamento ICMS	25.379	34.211
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte	4.800	25.926
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	9	217
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	8.348	11.541
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	57.198	36.558
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	11.164	7.874
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.633	1.770
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	11.477	2.444
Outros	6.493	10.317
Total	1.549.787	555.056
NÃO CIRCULANTE		
Parcelamento PIS / COFINS	118.512	29.793
Parcelamento ICMS	46.309	66.570
Parcelamento PERT - IRPJ e CSLL	6.528	7.096
Total	171.349	103.459

23.1. Parcelamentos - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

23.1.1. Parcelamentos PIS/COFINS – PGFN

O valor de R\$14.137 no passivo circulante e R\$9.425 no passivo não circulante referem-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 43 (quarenta e três) parcelas.

Data do Evento	Histórico	Valor
22/08/2014	Parcelamento PIS/COFINS - PGFN	52.475
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	13.227
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(45.451)
	Saldo a Pagar	20.251
CIRCULANTE		14.295
NÃO CIRCULANTE		5.956
Total		20.251

23.1.2. Parcelamentos PIS/COFINS - RFB

O valor de R\$ 29.945 no passivo circulante e R\$.117.284 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 4 (quatro) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
19/09/2018	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	184.036
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	3.659
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(44.443)
	Saldo a Pagar	143.252
CIRCULANTE		30.697
NÃO CIRCULANTE		112.556
Total		143.253

23.1.3. Parcelamento PERT – MP nº 766/2017

A Companhia efetuou, em maio de 2017, o parcelamento das contribuições do PIS e da COFINS vencidas até 30/11/16, nos termos da MP nº 766/2017. O saldo devedor era de R\$ 248.848, sendo repactuado pelo valor de R\$ 59.723, parcelado em 24 (vinte e quatro) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, já tendo sido liquidadas 20 (vinte) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
12/05/2017	Parcelamento PERT - MP 766/2017	248.848
12/05/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(189.125)
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	3.029
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(52.596)
	Saldo a Pagar	10.156
CIRCULANTE		10.156
Total		10.156

O PRT permitiu a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL. No que se refere a estes créditos, a Companhia só conseguiria utilizá-los em caso de lucros tributários futuros, trazendo a possibilidade de amortização atual aos débitos parcelados ou ainda, inadimplidos.

23.1.4. Parcelamento Estadual – ICMS

A Companhia, 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 nºs 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 18 (dezoito) parcelas.

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	108.789
31/12/2018	Atualização até 31/12/2018	9.003
31/12/2018	Parcelas Pagas até 31/12/2018	(46.104)
	Saldo a Pagar	71.688
CIRCULANTE		25.379
NÃO CIRCULANTE		46.309
Total		71.688

23.2. Parcelamentos - Companhia Estadual de Geração e Distribuição de Energia Elétrica - CEEGT

O valor de R\$6.493 em 31 de Dezembro de 2018 (R\$7.096 em 31 de Dezembro de 2017), na Geração e Transmissão - CEEGT refere-se a Controlada Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. – TESB relativo a dívidas tributárias – PERT. A TESB parcelou o imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) devido desde 2014. Em 31 de dezembro de 2018, há 133 parcelas a vencer entre janeiro de 2019 a janeiro de 2030.

24. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

24.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.

CREDOR	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	16.078
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.720	43.687	50.407
Consumidores	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	10.547	55.847	66.485
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,80%	2036	01	7.031	28.952	492.192	528.175
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	4.552	42.994	747.863	795.409
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					11.582	71.947	1.240.055	1.323.584
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					11.674	82.494	1.295.901	1.390.069
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					11.674	82.494	1.295.901	1.390.069
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					11.674	82.494	1.295.901	1.390.069

CREDOR	CONSOLIDADO							
	2017							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
Circulante						Não Circulante		
MOEDA NACIONAL								
ELETOBRÁS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	92	4.465	15.642	20.199
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	6.691	50.175	56.866
Consumidores	-	-	-	-	-	5.572	9	5.581
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	16.728	65.826	82.646
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,80%	2036	01	5.555	19.508	417.589	442.652
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	1.948	21.100	455.383	478.431
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					7.503	40.608	872.972	921.083
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					7.595	57.336	938.798	1.003.729
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					7.595	57.336	938.798	1.003.729
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					7.595	57.336	938.798	1.003.729

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais / 04 – Penhor de Duplicatas / 05 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão / 06 – Percentual de Recebíveis da Distribuição

24.2. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

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

PRINCIPAL	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
2018	-	24.428
2019	38.964	57.762
2020	150.701	56.486
2021	146.788	56.486
Após 2021	1.014.633	743.636
	1.351.086	938.798

24.2.1. Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT

MOEDA / INDEXADOR	31/12/2018	31/12/2017
Dólar US\$	78,00%	76,85%
TJLP	22,00%	23,15%
	100,00%	100,00%

24.2.2. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED

MOEDA / INDEXADOR	31/12/2018	31/12/2017
RGR*	2,08%	3,34%
Dólar US\$	97,92%	96,66%
	100,00%	100,00%

24.3. Variação dos Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
Saldos em 01 de Janeiro de 2016.....	6.975	56.407	13.231	225.109	301.722
Ingressos.....	-	-	-	115.380	115.380
Encargos.....	4.263	-	7.515	-	11.779
Variação Monetária.....	-	464	3.751	6.715	10.930
Transferências.....	6.696	(6.696)	19.649	(19.649)	-
Taxa Administração.....	-	-	-	-	-
Amortizações de Principal.....	(6.618)	-	(12.918)	-	(19.536)
Amortizações de Encargos.....	(4.624)	-	(9.697)	-	(14.321)
Saldos em 31 de Dezembro 2016.....	<u>6.691</u>	<u>50.175</u>	<u>21.533</u>	<u>327.555</u>	<u>405.954</u>
Ingressos.....	-	-	-	145.933	145.933
Encargos.....	3.913	-	16.978	-	20.891
Variação Monetária.....	-	-	3.245	60.110	63.356
Transferências.....	6.727	(6.727)	28.927	(28.928)	-
Taxa Administração.....	-	239	-	-	239
Amortizações de Principal.....	(6.698)	-	(22.413)	-	(29.111)
Amortizações de Encargos.....	(3.913)	-	(16.006)	-	(19.919)
Saldos em 31 de Dezembro 2017.....	<u>6.720</u>	<u>43.687</u>	<u>32.264</u>	<u>504.672</u>	<u>587.343</u>

Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD

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

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

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

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

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

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 2018, não houveram 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.

24.4. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED

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 2016.....	10.213	19.772	23.692	407.196	460.874
Ingressos.....	4	-	-	151.988	151.992
Encargos.....	1.100	-	16.871	-	17.971
Variação Monetária.....	-	-	393	7.067	7.459
Transferências.....	4.121	(4.121)	20.834	(20.834)	-
Taxa Administração.....	421	-	-	-	421
Amortizações de Principal.....	(3.778)	-	(20.745)	-	(24.523)
Amortizações de Encargos.....	(1.953)	-	(14.468)	-	(16.421)
Saldos em 31 de Dezembro 2016.....	<u>10.128</u>	<u>15.651</u>	<u>26.577</u>	<u>545.417</u>	<u>597.773</u>
Ingressos.....	-	-	-	139.938	139.938
Encargos.....	895	-	26.812	-	27.707
Variação Monetária.....	-	-	6.010	106.138	112.148
Transferências.....	(1.213)	(3.492)	56.109	(56.109)	(4.705)
Taxa Administração.....	342	-	-	-	342
Amortizações de Principal.....	(3.778)	-	(39.269)	-	(43.047)
Amortizações de Encargos.....	(2.456)	-	(24.974)	-	(27.430)
Saldos em 31 de Dezembro 2017.....	<u>3.918</u>	<u>12.159</u>	<u>51.265</u>	<u>735.384</u>	<u>802.726</u>

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 preveem 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) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Em 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 ao BID e US\$20.000 que corresponde à R\$65.000 referente ao AFD. Até 30 de setembro foi liberado o montante de US\$ 39.984 que corresponde à R\$ 139.938 referente ao BID.

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 1254/95 firmado junto a Fundação CEEE.

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

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
CEEE-D		
Circulante.....	214.875	241.777
Não Circulante.....	970.694	791.014
Subtotal	1.185.569	1.032.791
CEEE-GT		
Circulante.....	137.355	196.115
Não Circulante.....	943.113	704.896
Subtotal	1.080.468	901.011
Total Consolidado	2.266.037	1.933.802

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		220	463
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	37	77.127	85.499
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 Plano Único	37	7.107	4.098
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV	37	118.586	112.485
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....	37	7.200	4.150
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		141.990	231.197
		<u>352.230</u>	<u>437.892</u>
NÃO CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		2.059	1.957
Provisão Plano Único		143.282	82.136
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 Plano Único	37	80.023	84.742
Provisão Plano CEEEPREV		1.068.647	740.260
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV	37	85.772	90.830
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		534.024	495.985
		<u>1.913.807</u>	<u>1.495.910</u>
Total Consolidado		<u>2.266.037</u>	<u>1.933.802</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 vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

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

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

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 do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “O resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção contributiva em relação às contribuições normais vigentes no período em que for apurado o resultado, estabelecendo-se os montantes de cobertura atribuíveis aos patrocinadores, de um lado, e aos participantes e assistidos, de outro, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios 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. Nessa esteira, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

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

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

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

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

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 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 (Vide nota explicativa nº 10)

No final do exercício de 2014, considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com

pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.

25.5. Premissas utilizadas para o cálculo do passivo e das projeções – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEGT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica CEEED

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

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

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

25.6. Resultados da Avaliação Atuarial-

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEEGT

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL

	2018			2017						
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.140.749)	(2.309)	(249.080)	(1.887.685)	(3.229.823)	(1.131.065)	(2.304)	(276.927)	(1.712.781)	(3.123.077)
Custo do serviço corrente	1.111	-	-	(5.098)	(3.987)	(430)	-	-	(6.268)	(6.698)
Custo de Juros	(120.919)	(222)	(27.249)	(186.204)	(394.595)	(113.542)	(241)	(27.645)	(186.204)	(327.632)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	(147.445)	82	(3.369)	(166.580)	(317.311)	63.704	34	6.129	(68.977)	889
Ganho / (perda) atuarial	(3.404)	-	-	(1.465)	-	-	-	-	-	-
Contribuições de participantes realizada no período	117.390	215	50.148	147.307	315.059	40.584	202	49.364	136.545	226.694
Benefícios pagos pelo plano	(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)
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício										

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

	2018			2017						
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.004.297)	-	-	(1.352.425)	(2.356.723)	(908.731)	-	-	(1.310.004)	(2.218.734)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(1.011.089)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final 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)

Estatus do Plano

	2018			2017						
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	908.731	-	-	1.310.004	2.218.735	868.642	-	-	1.214.916	2.083.559
Retorno esperado dos ativos do plano	96.325	-	-	132.737	229.062	91.223	-	-	292.095	383.318
Ganhos / (perdas) atuariais	88.187	-	-	10.921	94.108	40.617	-	-	(86.931)	(46.314)
Contribuições do empregador	30.039	215	50.148	44.606	125.008	26.975	202	49.364	31.542	108.083
Contribuições de participantes do plano	3.404	-	-	1.465	4.869	2.112	-	-	1.693	3.805
Benefícios pagos pelo plano	(117.390)	(215)	(50.148)	(147.307)	(315.059)	(120.837)	(202)	(49.364)	(143.311)	(313.713)
Valor justos dos ativos do plano no final do exercício	1.004.297	-	-	1.352.425	2.356.723	908.731	-	-	1.310.004	2.218.735

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

	2018			2017						
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	908.731	-	-	1.310.004	2.218.735	868.642	-	-	1.214.916	2.083.559
Retorno esperado dos ativos do plano	96.325	-	-	132.737	229.062	91.223	-	-	292.095	383.318
Ganhos / (perdas) atuariais	88.187	-	-	10.921	94.108	40.617	-	-	(86.931)	(46.314)
Contribuições do empregador	30.039	215	50.148	44.606	125.008	26.975	202	49.364	31.542	108.083
Contribuições de participantes do plano	3.404	-	-	1.465	4.869	2.112	-	-	1.693	3.805
Benefícios pagos pelo plano	(117.390)	(215)	(50.148)	(147.307)	(315.059)	(120.837)	(202)	(49.364)	(143.311)	(313.713)
Valor justos dos ativos do plano no final do exercício	1.004.297	-	-	1.352.425	2.356.723	908.731	-	-	1.310.004	2.218.735

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEEGT – continuação

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO										
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(289.719)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.218.803)	(232.018)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(1.011.089)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	144.860	-	-	-	144.860	116.009	-	-	-	116.009
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO										
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)	(131.212)	(2.304)	(276.927)	(497.865)	(908.308)
Pagamentos para o plano	30.039	215	50.148	44.606	125.008	40.584	202	49.364	10.277	100.426
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(47.704)	82	(3.369)	(155.659)	(206.650)	(13.745)	34	6.129	17.954	10.371
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(11.186)	(222)	(27.249)	(58.566)	(97.223)	(11.636)	(241)	(27.645)	(58.048)	(97.570)
Passivo referente ao Benefício Definido	(144.860)	(2.234)	(229.550)	(697.300)	(1.073.944)	(116.009)	(2.309)	(249.080)	(527.682)	(895.080)

	2018				2019 - Estimado					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO										
Custo do serviço corrente líquido	(1.111)	-	-	5.098	3.987	(661)	-	-	6.398	5.738
Custo de juros	60.460	222	27.249	186.204	274.136	52.729	189	17.896	179.420	250.235
Retorno esperado dos ativos dos planos	(48.163)	-	-	(132.737)	(180.900)	(41.150)	-	-	(118.144)	(159.295)
Total da despesa do exercício	11.186	222	27.249	58.566	97.223	10.918	189	17.896	67.675	96.678

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
AIUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES										
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(276.085)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.746)	(262.341)	(1.537)	(65.236)	(176.004)	(505.118)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	47.704	(82)	3.369	155.659	206.650	(13.745)	34	6.129	17.954	10.372
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício	(228.381)	(1.586)	(55.739)	(2.391)	(288.096)	(276.086)	(1.503)	(59.107)	(158.050)	(494.746)

Resultados da Avaliação Atuarial - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEEGT (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2018							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(53.126)	-4,11%	(82)	-3,65%	(4.718)	-2,06%	(100.668)	-4,91%
Redução de 0,5%	57.288	4,43%	87	3,90%	4.916	2,14%	110.210	5,38%
Expectativa de Vida	-		-		-		-	
Aumento da Expectativa em 1 ano	34.270	2,65%	71	3,18%	12.634	5,50%	41.029	2,00%
Redução da Expectativa em 1 ano	(34.537)	-2,67%	(71)	-3,19%	(12.236)	-5,33%	(41.816)	-2,04%
Crescimento Salarial	-		-		-		-	
Aumento de 0,5%	77	0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	7.461	0,36%
Redução de 0,5%	(76)	-0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	(6.525)	-0,32%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE A OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	TOTAL
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	57.208	105.011	7.367.153	102.592	167.272
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários	12.325	N/A	N/A	16.903	29.229
Alteração na tábua de mortalidade geral	38.708	N/A	N/A	72.909	111.616
Alteração na tábua de mortalidade de inválidos	1.664	N/A	N/A	5.172	6.836
Reconhecimento do desconto dos ex-autárquicos	N/A	N/A	(9.166.169)	N/A	(9.166)
Experiência da população	37.321	(187.312)	5.167.557	(50.519)	(8.218)
Alteração no fator de capacidade	219	N/A	-	19.523	19.742
Total das perdas / (ganhos)apuradas no exercício	147.445	(82.301)	3.368.541	166.580	317.311

25.7. Resultados da Avaliação Atuarial - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED (continuação)

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

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL										
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)	(1.167.124)	(39)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)
Custo do serviço corrente	2.254	-	-	(6.944)	(4.690)	(365)	-	-	(8.430)	(8.795)
Contribuições dos participantes	(5.967)	-	-	(2.225)	(8.192)	-	-	-	-	-
Custo de juros	(111.721)	(8)	(53.018)	(145.786)	(310.533)	(117.162)	(4)	(53.010)	(136.796)	(306.972)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	(91.530)	73	(7.187)	(188.374)	(287.018)	(5.438)	(78)	13.324	54.515	62.323
Ganho / (perda) atuarial	1.26.017	5	91.843	116.181	334.045	48.745	7	90.834	1.988	141.575
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.322.291)	(44)	(446.463)	(1.665.934)	(3.434.733)	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)
ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO										
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(1.026.241)	-	-	(1.099.197)	(2.125.438)	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.512)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(296.050)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.309.295)	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.832)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.322.291)	(44)	(446.463)	(1.665.934)	(3.434.733)	(1.241.344)	(114)	(478.100)	(1.438.786)	(3.158.344)
Estatus do Plano										
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS										
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	988.865	-	-	1.025.646	2.014.511	896.334	-	-	957.631	1.853.965
Retorno esperado dos ativos do plano	88.998	-	-	103.924	192.922	99.267	-	-	185.864	285.131
Ganhos / (perdas) atuariais	35.794	-	-	25.973	61.766	92.828	-	-	(40.745)	52.083
Contribuições do empregador	32.634	5	91.843	57.609	182.091	26.975	7	90.835	31.542	149.359
Contribuições de participantes do plano	5.967	-	-	2.225	8.192	4.037	-	-	2.196	6.233
Benefícios pagos pelo plano	(126.017)	(5)	(91.843)	(116.181)	(334.045)	(130.575)	(7)	(90.835)	(110.842)	(332.259)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	1.026.241	-	-	1.099.197	2.125.438	988.865	-	-	1.025.646	2.014.512

25.7. Resultados da Avaliação Atuarial - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED (continuação)

	2018				2017					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS										
RECONHECIDOS NO BALANÇO										
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	(296.050)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.309.295)	(252.478)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.143.832)
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	148.025	-	-	-	148.025	126.239	-	-	-	126.239
Passivo Atuarial	(148.025)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.161.270)	(126.239)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.017.594)
MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO/ATIVO LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO										
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(126.239)	(114)	(478.100)	(413.140)	(1.017.594)	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)
Pagamentos para o plano líquido de administração	32.634	5	91.843	57.609	182.091	48.745	7	90.895	13.428	153.016
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(45.312)	73	(7.187)	(162.401)	(214.828)	(28.948)	(79)	13.324	13.770	(1.938)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(9.108)	(8)	(53.018)	(48.806)	(110.940)	(10.641)	(4)	(53.010)	(47.907)	(111.561)
Passivo referente ao Benefício Definido	(148.025)	(44)	(446.463)	(566.737)	(1.161.270)	(126.239)	(114)	(478.101)	(413.140)	(1.017.594)
COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO										
Custo do serviço corrente	(2.254)	-	-	6.944	4.690	(1.430)	-	-	8.851	7.421
Contribuições dos participantes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de juros	55.860	8	53.018	145.786	254.673	53.613	4	34.902	145.936	234.455
Retorno esperado dos ativos do plano	(44.499)	-	-	(103.924)	(148.423)	(41.931)	-	-	(97.164)	(139.095)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	9.108	8	53.018	48.806	110.940	10.251	4	34.902	57.624	102.781
AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES										
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(295.498)	(968)	(88.304)	(52.647)	(437.417)	(266.549)	(888)	(101.628)	(66.417)	(435.483)
Ganho/(perda) do exercício atual	(45.312)	73	(7.187)	(162.401)	(214.828)	(28.949)	(79)	13.324	13.770	(1.934)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício	(340.810)	(894)	(95.491)	(215.048)	(652.245)	(295.498)	(968)	(88.304)	(52.647)	(437.417)

Resultados da Avaliação Atuarial – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2018							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(52.709)	-3,99%	(1)	-3,13%	(9.448)	-2,12%	(85.091)	-5,11%
Redução de 0,5%	56.762	4,29%	1	3,32%	9.854	2,21%	93.676	5,62%
Expectativa de Vida								
Aumento da Expectativa em 1 ano	36.409	2,75%	2	3,74%	24.140	5,41%	32.744	1,95%
Redução da Expectativa em 1 ano	(36.603)	-2,77%	(2)	-3,75%	(23.412)	-5,24%	(32.991)	-1,98%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	53	0,00%	N/A	N/A	N/A	N/A	10.994	0,66%
Redução de 0,5%	(52)	0,00%	N/A	N/A	N/A	N/A	(9.568)	-0,57%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE A OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2018				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	TOTAL
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	56.762	2	14.751	86.713	158.227
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários	12.595	N/A	N/A	24.747	37.341
Alteração na tabela de mortalidade geral	40.640	N/A	N/A	57.575	98.215
Alteração na tabela de mortalidade de inválidos	2.391	N/A	N/A	6.090	8.481
Reconhecimento do desconto dos ex-autárquicos	N/A	N/A	(17.698)	N/A	(17.698)
Experiência da população	(21.010)	(75)	10.135	(2.617)	(13.567)
Alteração no fator de capacidade	152	-	-	15.868	16.020
Total das perdas / (ganhos) apuradas no exercício	91.530	(73)	7.187	188.374	287.018

26. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	21.428	48.613
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	50.924	51.436
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	139.068	135.831
CDE Conta ACR	18.016	13.835
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	148.137	139.229
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	124.432	118.277
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	2.032	2.368
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	1.017	1.184
PROCEL	4.873	2.045
Contas a Pagar -Fornecedor CDE/RGR	547	-
Total	510.474	512.818
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	47.017	97.604
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	4.455	134.001
Recursos PEE	63.169	47.127
Recursos P&D	41.653	29.230
Obrigações Especiais	208.571	191.096
Total	364.865	499.058

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 ativo circulante, perfaz o montante de R\$139.230 referente ao PEE e R\$74.973 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

26.3.1 Repactuação de Dívida CDE – Período de 02/2015 a 07/2015

O montante de R\$97.941, dividido em R\$50.924 no Passivo Circulante (R\$51.436 em 31 de dezembro de 2017) e R\$47.017 no Passivo Não Circulante (R\$97.604 em 31 de dezembro de 2017) 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 (sessenta) meses, sendo que nos 24 (vinte e quatro) primeiros meses serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

26.3.2 Repactuação de Dívida CDE – Período de 09/2016 a 11/2017

O montante de R\$143.523, dividido em R\$139.068 no Passivo Circulante (R\$135.831 em 31 de dezembro de 2017) e R\$4.455 no Passivo Não Circulante (R\$134.001 em 31 de dezembro de 2017), 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 se dará com a primeira parcela em 27/11/2017 no valor de R\$10.000 (dez milhões de reais), e as demais 24 (vinte e quatro) parcelas no valor de R\$ 11.167 (onze milhões, cento e sessenta e sete mil) cada, vencendo todo dia 10 (dez) do mês, com o primeiro pagamento em 10/01/2018, sendo o restante do saldo a ser liquidado até 10/12/2019.

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

As Controladas são parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, apresenta riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	CONSOLIDADO				CONSOLIDADO			
	31/12/2018				31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	298.856	159.957	22.680	481.493	258.146	185.955	3.852	447.953
Riscos Possíveis	166.309	81.032	86	247.427	535.115	151.559	6.953	693.627
Total	465.165	240.989	22.766	728.920	793.261	337.514	10.805	1.141.580

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			
	31/12/2018			
	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

	CONSOLIDADO			
	31/12/2017			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	51.468	30.859	-	82.327
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	206.678	155.096	3.852	365.626
Subtotal Riscos Prováveis	258.146	185.955	3.852	447.954
(-) Depósitos judiciais	(75.537)	(7.280)	(73)	(82.890)
Total não circulante	131.141	147.816	3.779	282.737
Total geral	182.609	178.675	3.779	365.064

27.2. Movimentação da provisão para contingências

	CONSOLIDADO			
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2016	219.041	180.949	7.564	407.554
(+) Novos Ingressos	42.266	27.415	334	70.015
(-) Pagamentos	(28.822)	(34.380)	(60)	(63.262)
(-) Montantes Revertidos	(27.144)	(18.565)	(4.623)	(50.332)
(+) Atualização Monetária	30.479	23.688	405	54.572
(+/-) Montantes Depositados	(53.211)	(431)	159	(53.483)
(=) 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)	(141.445)
(+) Atualização Monetária	32.159	35.192	13.440	80.791
(+/-) Montantes Depositados	1.736	2.517	(11)	4.242
(=) Saldo Final Dezembro/2018	227.776	155.194	22.595	405.565

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 criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos

trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e 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 – CEEEGT

O saldo provisionado de R\$5.053 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\$879.

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

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$37.135 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.

Distribuição – CEEED

A Companhia possui contenciosos tributários cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível e as 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\$47.273 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

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\$167.109 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

28. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

28.1. Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT

28.1.1. 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.

Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Reconhecimento do Custo Atribuído	46.163	56.799
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para	161	3.267
Exclusão Temporária	39.425	32.768
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das	1.272.575	1.200.951
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	1.358.324	1.293.785
IR e CS (Alíquota 34%)	461.830	439.887
IR e CS (Redutor 30% - RIR/99, Art.510)	(133.840)	(126.173)
Total do Passivo Fiscal Diferido	327.990	313.714

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

O montante desse passivo fiscal diferido, referente a Imposto de Renda e Contribuição Social incidentes sobre a indenização da RBSE foi calculado à alíquota de 34%, líquido da redução de 30%, a título de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e da base negativa de CSLL, nos termos da legislação tributária. O valor reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2018, R\$ 327.990.

Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

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

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT não foi incrementado no exercício de 2018.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	226.307	255.233
Provisão para Contingências Trabalhistas	104.849	117.209
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	77.676	62.188
Total das Diferenças Temporárias	408.832	434.630
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	139.003	147.774
Base Negativa da CSLL	228.080	343.185
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	20.527	30.887
Prejuízos Fiscais do IRPJ	574.792	689.897
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	143.698	172.474
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	164.225	203.361
Crédito Fiscal não Reconhecido.....	(232.833)	(280.740)
Saldo Contábil.....	70.395	70.395
Saldo Contábil Diferenças Temporárias.....	42.061	42.061
Saldo Contábil Crédito Fiscal s/PF do IRPJ e BN da CSLL	28.334	28.334
Saldo Contábil Total.....	70.395	70.395

Tributos Diferidos Líquidos

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Débitos Tributários Diferidos.....	327.990	313.714
Créditos Tributários Diferidos.....	(70.395)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	257.595	243.319

28.1.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia.

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 2018. 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	
	31/12/2018	31/12/2017
Exercício de 2018.....	-	39.542
Exercício de 2019.....	49.413	32.950
Exercício de 2020.....	44.530	29.553
Exercício de 2021.....	43.289	27.687
Exercício de 2022.....	50.566	47.483
Exercício de 2023	32.687	49.522
A partir do Exercício de 2024	37.110	16.582
	257.595	243.319

28.2. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEED

A Companhia, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) 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.

28.2.1. Passivo Fiscal Diferido

	31/12/2018	31/12/2017
Exclusões Temporárias	155.737	371.008
Base de Cálculo	155.737	371.008
(-) 30% da Base Negativa de anos anteriores	(46.721)	(111.302)
Base de Cálculo após Compensação	109.016	259.706
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	37.065	88.300

28.2.2. Estimativa de Liquidação - Passivo Fiscal Diferido

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros:

	31/12/2018	31/12/2017
Exercício de 2018	-	88.300
Exercício de 2019	37.065	-
	37.065	88.300

28.2.3. Prejuízo Fiscal de IRPJ e Base Negativa de Contribuição Social

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia acumula prejuízos fiscais de imposto de renda e base negativa de contribuição social sobre o lucro nos valores de R\$ 3.028.224 e R\$ 3.028.224, 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 2018, R\$ 1.262.597.

29. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE			
Encargo de Capacidade Emergencial		1.551	1.551
Compensação Financ para Utilização de Recursos Hídricos		99	2.701
Obrigações com Obras da Transmissão		12.140	12.140
Contribuição Custeio Serviço Iluminação Pública - CIP		15.811	9.836
Consumidores	29.1	11.133	13.686
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas		267	160
Provisão de Valores não Faturados		9.508	9.508
Demais Encargos Setoriais(Bandeiras)		18.307	-
Adiantamento de Clientes/Convênio Devolução Consumidores		10.314	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017		153.860	180.374
Outros Credores		50.127	31.254
Total		283.117	261.210
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Auto de Infração	29.2	17.367	20.982
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas	29.3	1.200	1.200
Comercialização de Energia na CCEE		65.014	60.448
Outros Credores		62.598	12.758
Total		146.179	95.388

29.1. Consumidores

O valor de R\$11.133 (R\$13.686 em 31 de dezembro de 2017) refere-se aos créditos devido ao consumidor relativo a pagamento em duplicidade ou faturamento a maior.

29.2. Provisão Auto de Infração

O valor de R\$17.367 (R\$20.982 em 31 de dezembro de 2017) no passivo não circulante são valores relacionados a Controlada CEEEGT no montante de R\$4.903 e da Controlada CEEED o montante de R\$12.465

29.3. Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$65.014 (R\$60.448 em 31 de dezembro de 2017) 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.

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

30.1. Controladora

30.1.1. Capital Social

O capital social da Controladora é de R\$319.803 em 31 de dezembro de 2017, representado por 189.113.071 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal. A sua composição é a seguinte:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
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>

30.1.2. Outros Resultados Abrangentes de Controladas

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Saldos	(591.928)	(592.893)
Outros Resultados Abrangentes	(275.577)	6.593
Ajuste de Avaliação Patrimonial	(4.627)	(5.628)
Adoção CPC47, efeito de 1º de janeiro de 2018	120.833	-
	<u>(751.299)</u>	<u>(591.928)</u>

31. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A Receita Operacional Líquida possui a seguinte composição:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Fornecimento de Energia Elétrica	4.883.429	3.902.505
Passivo/Ativo Financeiro Setorial	14.826	378.982
Renda Não Faturada	68.209	141.392
Suprimento de Energia Elétrica	379.736	671.497
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	647.616	489.141
(-) Penalidades ANEEL.....	(21.174)	
Remuneração do Ativo Financeiro	147.728	134.138
Energia Elétrica de Curto Prazo	289.008	204.284
Receita de Construção	367.776	253.154
Outras Receitas Operacionais	264.784	139.941
	<u>7.041.938</u>	<u>6.315.034</u>
Deduções da Receita Operacional		
ICMS/ISS	(1.382.214)	(1.070.962)
PIS e COFINS	(628.051)	(546.359)
Quota RGR	(3.025)	(965)
Outros Encargos	(31.088)	(100.550)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(42.086)	(39.403)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(662.099)	(504.764)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hidr -CFURH	(21.775)	(28.706)
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(6.144)	(5.766)
	<u>(2.776.481)</u>	<u>(2.297.474)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>4.265.456</u>	<u>4.017.559</u>

31.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$379.736 (R\$671.497 em 31 de Dezembro de 2017) 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. Remuneração do Ativo Financeiro

O valor de R\$147.728 (R\$134.138 em 31 de Dezembro de 2017) é composto pela melhor estimativa realizada pela Companhia e reconhecida em 30 de junho de 2016 no montante de R\$ 918.913, relativa aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE, conforme diretrizes da Portaria nº 120/2016 MME . O valor de R\$14.507 é referente à remuneração dos demais ativos.

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

31.3. Receita de Construção

A Companhia reconhece as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária a remuneração com margem diferente de zero sobre os serviços de construção. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

Em atendimento ao ICPC 01 (IFRIC 12) que estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita de serviços que presta de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção e CPC 30 – Receitas, a CEEE-D reconhece a receita de construção em igual valor ao custo de construção apurado no período.

32. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.308.564	2.185.294
Encargo de Uso do Sistema	373.981	220.790
Energia Elétrica de Curto Prazo	241	272.646
Total	2.682.786	2.678.730

(*) Valores líquidos das Repasses CDE e CCRBT

32.1. Energia Elétrica Comprada para Revenda

SUPRIMENTO R\$ (*)	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Energia Comprada Hídrica	385.325	559.392
Energia Comprada Hídrica Itaipu	421.003	378.372
Energia Comprada Térmica	505.696	485.010
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	996.539	762.520
	2.308.564	2.185.294

(*) Valores líquidos das Repasses CDE e CCRBT

32.2. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$373.981 (R\$220.790 em 31 de Dezembro de 2017) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

32.3. Energia Elétrica de Curto Prazo

O custo da energia de curto prazo totalizou R\$241 (R\$272.646 em 31 de dezembro de 2017) refere-se ao custo da energia de curto prazo, comercializada no âmbito da CCEE.

33. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO													
	CUSTO DE OPERAÇÃO			DESPESAS COM VENDAS			DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS			OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS			TOTAL	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Pessoal e Material														
Remuneração e Encargos	429.713	383.635	-	-	79.056	66.813	-	-	-	-	-	-	508.769	450.448
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	172.048	178.248	-	-	61.610	55.556	-	-	-	-	-	-	233.658	233.805
INSS - Empregador	80.284	71.563	-	-	13.787	12.777	-	-	-	-	-	-	94.071	84.340
Administradores	483	544	-	-	2.344	2.087	-	-	-	-	-	-	2.827	2.633
Subtotal Pessoal / Material	682.529	633.990	-	-	156.795	137.233	-	-	-	-	-	-	839.324	771.223
Empr. Fund. ELETROCEE	18.295	10.492	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.295	10.492
Total Pessoal e Material	700.823	644.482	-	-	156.795	137.233	-	-	-	-	-	-	857.619	781.715
Material	22.390	13.896	-	-	570	691	-	-	-	-	-	-	22.960	14.587
Serviço de Terceiros	113.794	142.081	-	-	32.373	29.953	-	-	-	-	-	-	146.167	172.034
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	115.590	123.783	-	-	11.807	12.449	-	-	-	-	-	-	127.397	136.232
Custo de Construção	367.776	253.154	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	367.776	253.154
Amortização do Intangível da Concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamento e Aluguéis	20.166	17.314	-	-	400	420	-	-	-	-	-	-	20.566	17.734
Seguros	3	3	-	-	422	32	-	-	-	-	-	-	425	35
Tributos	12.036	7.458	-	-	1.082	4.020	-	-	-	-	-	-	13.118	11.478
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	114.391	97.342	-	-	-	-	-	-	-	-	114.391	97.342
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	94.276	62.123	-	-	-	-	94.276	62.123
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	14.997	31.259	-	-	-	-	14.997	31.259
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	6.341	(3.356)	-	-	-	-	6.341	(3.356)
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	12.532	103	-	-	-	-	12.532	103
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	393	4.592	-	-	-	-	393	4.592
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fundação ELETROCEE - Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão (Reversão) para Redução ao Valor Recuperável	-	-	-	-	-	-	-	-	12.111	-	-	-	12.111	9.007
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	1.351	168	-	-	-	-	1.351	168
Baixas e Custas Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	94	247	-	-	-	-	-	-	-	-	94	247
Débitos de Consumidores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	20.564	23.878	-	-	1.297	1.221	-	-	-	-	-	-	11.879	87.400
TOTAL	1.373.142	1.226.048	114.485	97.589	204.748	187.372	130.836	176.971	1.823.210	1.687.980	1.823.210	1.687.980	1.823.210	1.687.980

34. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
OUTRAS RECEITAS		
Ganho nas Alienações -	10.572	2.331
Receita de Aluguel de Postes	175	288
Receita de Prestação de Serviços	11.594	17.069
Reversão Perda de Provisão do Ativo Financeiro	-	299.248
Compartilhamento de Infraestrutura	31.795	30.329
Outras	11.795	19.813
	<u>65.931</u>	<u>369.078</u>
OUTRAS DESPESAS		
	31/12/2018	31/12/2017
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(39.490)	(41.001)
Pensão/Auxílio Farmácia Judicial	(2.999)	(2.729)
Outras	1.064	1.289
	<u>(41.425)</u>	<u>(41.541)</u>

35. RECEITA/DESPESA FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2017
RECEITA FINANCEIRA		
Renda de Aplicações Financeiras	28.613	42.825
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	143.451	59.480
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	6.696	12.550
Receitas Financeiras com Parcelamentos	8.193	2.070
Variação Monetária - Energia Comprada	9.196	17.607
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	309.964	234.840
Variação Monetária - SELIC CVA	49.655	31.691
Atualização Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	27.385	11.629
Outras Receitas Financeiras	11.275	58.806
Total Receita Financeira	<u>594.428</u>	<u>471.498</u>
DESPESA FINANCEIRA		
Encargos de Dívidas	(67.771)	(72.218)
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(21.827)	(30.010)
Despesa Financeira com Tributos	(2.536)	(4.538)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(645.677)	(255.377)
Variação Monetária - Energia Comprada	-	(25.286)
Variação Monetária - SELIC CVA	(3.479)	(28.186)
Juros e Multas	(129.249)	(115.403)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(12.654)	(28.641)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notificações	(301)	(896)
Despesa Financeira Recontabilização CCEE	(34.241)	-
Atualização Intrasetoriais	(32.055)	(65.798)
Correção Monetária, Juros e Despesas Financeiras com Parcelamentos	(262.621)	(59.370)
Outras Despesas Financeiras	(47.261)	(75.281)
Total Despesa Financeira	<u>(1.259.672)</u>	<u>(761.004)</u>
RESULTADO FINANCEIRO	<u>(665.245)</u>	<u>(289.505)</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 2018 e 2017:

Os saldos compõem-se de:

36.1. Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEEGT

	31/12/2018		31/12/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	276.824	276.824	391.144	391.144
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	29.067	17.440	41.071	24.643
IRPJ - Adicional de 10%	19.354	-	27.356	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	48.421	17.440	68.427	24.643
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	29.425	10.593	9.910	3.568
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no período	(11.374)	(4.095)	13.965	5.027
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	649	234	2.320	835
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes.....	-	-	(69.430)	(24.995)
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	67.121	24.172	25.192	9.078
Incentivo PAT = 4%.....	(1.611)	-	(605)	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(359)	-	(91)	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	65.151	24.172	24.496	9.078
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(29.106)	(10.478)	(9.390)	(3.380)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(384)	(138)	(639)	(230)
Total IRPJ e CSLL PERT.....	-	-	(17.552)	(6.319)
IR CS Diferidos	(29.490)	(10.616)	(27.581)	(9.929)
Total IRPJ e CSLL	35.661	13.556	(3.085)	(851)

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 2018 a despesa de R\$91, referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social.

36.2. Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEED

	31/12/2018		31/12/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido Antes do IRPJ	(989.345)	(989.345)	(333.997)	(333.997)
IRPJ sobre Lucro Real antes das Compensações	-	-	-	-
Total IRPJ - Diferenças Temporárias	-	-	(64.925)	(23.373)
Total IRPJ e CSLL Compensado PRT/PERT.....	-	-	246.152	88.614
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	-	-	-	-
Total IRPJ IFRS Diferidos	37.673	13.562	181.227	65.241
Total IRPJ e CSLL	37.673	13.562	181.227	65.241

37. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

37.1. 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.

37.2. 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	31/12/2018			31/12/2017		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Governo do Estado do Rio Grande do Sul	320.860	-	24.755	398.368	-	8.525
Eletrobras	146.786	16.079	(1.076)	215.804	20.199	(1.816)
Fundação ELETROCEEE	-	380.077	(64.601)	-	390.987	(68.442)
Outras Investidas	-	-	11.750	-	-	16.473
Total	467.646	396.156	(29.172)	614.172	411.186	45.260

Os saldos compõem-se de:

		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	343	-	-	-	343
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	5.725	-	-	5.725
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.484/2018	9	-	141.038	-	-	141.038
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	23	-	-	23
		320.860	146.786	-	-	467.646
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	25	-	-	199.975	-	199.975
Empréstimo circulante	24 e 25	-	3.919	14.307	-	18.226
Empréstimo não circulante	24 e 25	-	12.160	165.795	-	177.955
		-	16.079	380.077	-	396.156
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	11.750	11.750
Despesa operacional - Pessoal		-	-	(64.601)	-	(64.601)
Receita financeira		24.755	-	-	-	24.755
Despesa financeira		-	(1.076)	-	-	(1.076)
		24.755	(1.076)	(64.601)	11.750	(29.172)

		31/12/2017				
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	376.152	-	-	-	376.152
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	270	-	-	-	270
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	5.877	-	-	5.877
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016		-	207.066	-	-	207.066
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	11	-	2.861	-	-	2.861
	9	398.368	215.804	-	-	614.172
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	25	-	-	207.166	-	207.166
Empréstimo circulante	24 e 25	-	4.557	8.248	-	12.805
Empréstimo não circulante	24 e 25	-	15.642	175.573	-	191.215
		-	20.199	390.987	-	411.186
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	16.473	16.473
Despesa operacional - Pessoal		-	-	-	-	-
Receita financeira		8.525	-	-	-	8.525
Despesa financeira		-	(1.816)	(68.442)	-	(70.258)
		8.525	(1.816)	(68.442)	16.473	(45.260)

37.3. 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 2018 foi de R\$2.680 (R\$3.958 em 31 de dezembro de 2017) 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							
	31/12/2018				31/12/2017			
	Remuneração/ Honorário	Encargos	Benefícios	Total	Remuneração/ Honorário	Encargos	Benefícios	Total
Diretoria	1.184	416	100	1.699	2.837	256	54	3.147
Conselho de Administração	549	110	-	658	462	83	-	545
Conselho Fiscal	269	54	-	323	224	43	-	267
Total	2.002	578	100	2.680	3.523	382	54	3.958

38. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

As Controladas mantêm 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 das Concessionárias.

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	
		31/12/2018	31/12/2017
Ativos Financeiros			
Mensurados a Custo Amortizado			
Numerário Disponível	5	1.632	47.038
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	901.475	377.076
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
SIAC/BANRISUL	5	302.504	
Ativo de Concessão - Financeiro CEEEGT	14	1.695.505	1.623.881
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE D	13	481.848	1.011.198
Mensurados a Valor Justo por Meio de Outro Resultado Abrangente			
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	102.734	135.585
TOTAL		3.485.696	3.194.778
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado			
Fornecedores	21	742.479	1.179.537
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	24	1.390.069	1.003.729
TOTAL		2.132.548	2.183.266

38.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

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

Na controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEEGT, as contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$200.360.

Na controlada Companhia Estadual de Distribuição Energia Elétrica – CEEED, as contas a receber de consumo de energia elétrica de poderes públicos, federal, estadual e municipal (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$179.381. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, possui também registrado nas contas patrimoniais parcelamentos com o Governo do Estado do Rio Grande do

Sul no montante de R\$21.946 e com Prefeituras Municipais no montante de R\$86.740. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

38.1.1. 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	
		31/12/2018	31/12/2017
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	324.006	420.288
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	901.475	753.837
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	135.585
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D	13	481.848	1.342.408
Ativo de Concessão - Financeiro CEEEGT	14	1.695.505	1.623.881
Total		3.505.567	4.275.999

Geração e Transmissão – CEEEGT

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

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

O 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 distribuidora 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 derivativos.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.



Distribuição – CEEED

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 crédito de liquidação duvidosa.

II. Garantias

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

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

38.1.2. Risco de Preço

Geração e Transmissão – CEEEGT

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

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

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

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

Distribuição – CEEED

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 IGP-M 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 quatro anos, que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

38.1.3. Risco de Mercado

Geração e Transmissão – CEEGT

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 – CEEED

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:

RECURSOS	MWh (*)	%
ITAIPU	1.821.612,47	20,9%
CONTRATOS BILATERAIS	33.819,17	0,4%
PROINFA	170.540,33	2,0%
CCEN - ELETRONUCLEAR	341.526,96	3,9%
CCGF	2.217.838,88	25,4%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE HIDRICA	377.296,30	4,3%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE TERMICA	303.537,11	3,5%
CCEAR ENERGIA NOVA HIDRICA	1.680.131,61	19,2%
CCEAR ENERGIA NOVA TERMICA	1.632.023,62	18,7%
CCEAR ENERGIA EÓLICAS	294.279,12	3,4%
CCEAR-C COMPRA - MCSD E.N.	52.524,04	0,6%
CONTRATOS DE COMPRA	8.925.129,62	102,2%
CCEAR-C VENDA - MCSD E.N.	202.183,66	2,3%
CONTRATAÇÃO LIQUIDA	8.722.945,96	99,9%
EXPOSIÇÃO(VENDA) DE CURTO-PRAZO (SPOT)	9.184,38	0,1%
TOTAL ENERGIA COMPRADA	8.732.130,34	100,0%

(*) Balanço Energético

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.

38.1.4. 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 31/12/2018 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,87 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 31/03/2019, correspondente ao dólar a R\$3,80. 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 31/12/2017	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	1.339.663	1.242.033	1.552.542	1.863.051
Fornecedores (Itaipu Binacional)	713.051	659.715	824.643	989.572
Passivo Líquido Exposto	2.052.714	1.901.748	2.377.185	2.852.623
Efeito Líquido da Variação Cambial			475.438	950.874

38.1.5. Risco de Liquidez

Geração e Transmissão – CEEEGT

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.

Distribuição – CEEED

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.

	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	5	186.600	186.600	-	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	901.475	835.390	-	-	98.767
Ativo de Concessão - Financeiro CEEEGT	14	1.695.505	153.428	182.195	546.585	813.297
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D	13	481.849	128.486	-	-	1.693.504
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar	10	102.734	102.734	-	-	-
		<u>3.368.161</u>	<u>1.406.638</u>	<u>182.195</u>	<u>546.585</u>	<u>2.605.568</u>
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	24	3.370.632	395.717	374.532	835.275	1.765.108
Fornecedores	21	1.245.182	742.479	-	502.703	-
		<u>4.615.814</u>	<u>1.138.196</u>	<u>374.532</u>	<u>1.337.978</u>	<u>1.765.108</u>

38.1.6. 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 Explicativa	31/12/2018	31/12/2017
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	24	1.390.069	998.148
Caixa e equivalentes de caixa	5	(319.601)	(140.793)
Investimento em Títulos do Governo	10	(102.734)	(135.585)
Dívida Líquida		<u>967.734</u>	<u>721.770</u>
Patrimônio Líquido	30	158.147	1.083.821
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>6,12</u>	<u>0,67</u>



38.1.7. Risco de Taxa de Juros

Geração e Transmissão – CEEEGT

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 31/12/2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2018. 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.

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

	Nota Explicativa	Índices	Cenário			
			Base em 31/12/2018	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	24					
BNDES		TJLP	50.407	72.687	62.887	82.488
Eletrobras - RGR		Sem Risco	16.077	16.077	16.077	16.077
			<u>66.484</u>	<u>88.764</u>	<u>78.964</u>	<u>98.565</u>
Exposição Líquida			<u>66.484</u>	<u>88.764</u>	<u>78.964</u>	<u>98.565</u>
Efeito esperado no Resultado				<u>(22.280)</u>	<u>9.800</u>	<u>(19.601)</u>

Distribuição – CEEED

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

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 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 31/12/2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores CDI e IPCA previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2018. 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.

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus passivos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS7. 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.

38.1.8. Valor Justo

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

	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	324.006	324.006
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	901.475	901.475
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D	13	481.849	481.849
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	102.734	102.734
Ativo de Concessão - Financeiro CEEEGT.....	14	1.695.505	1.695.505
Total		3.505.569	3.505.569
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	24	1.390.069	1.939.234
Fornecedores	22	1.245.182	1.245.182
Total		2.635.251	3.184.416

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.

38.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- I. Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- II. 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)
- III. 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 31/12/2018	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Circulante.....	302.504	-	302.504	-
.....	1.695.505	-	-	1.457.563
.....	189.914	1.150.228	-	671.764
nta de Resultados a Compensar - CRC	102.734	102.734	-	-
	<u>2.290.657</u>	<u>1.252.962</u>	<u>302.504</u>	<u>2.129.327</u>

	Valor contábil 31/12/2017	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Circulante.....	281.625	-	281.625	-
ta de Resultados a Compensar - CRC.....	102.734	102.734	-	-
.....	1.695.505	-	-	1.695.505
.....	374.203	-	-	374.203
	<u>2.454.067</u>	<u>102.734</u>	<u>281.625</u>	<u>2.069.708</u>

38.1.10 – 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.

38.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados às Concessionárias e suas Operações

38.2.1. 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.

38.2.2. Riscos Ambientais

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

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

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

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor Financeiro

Giovani Francisco da Silva
Diretor Administrativo

Daniel Vargas de Farias
Diretor de Distribuição

Elisangela Moura Rodrigues
Contadora CRCRS 62384



RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

À

Aos Administradores e Acionistas

Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE Par

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da **Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – Par** ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 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 financeiras 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 2018 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 financeiras 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 2018, 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 financeiras". 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 da controlada

Chamamos a atenção para a Nota 1.3 às Demonstrações Financeiras, que descreve que a controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D tem apurado sucessivos prejuízos e apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício, nos montantes de R\$ 2.352.441 e R\$ 1.872.025 mil, respectivamente. Essa situação indica a existência de incerteza relevante a qual pode levantar dúvidas sobre sua continuidade operacional. O Plano da administração para tratar essas condições está divulgado na Nota 1.2.1. Nossa opinião não está ressalvada em função deste assunto.

Outros Assuntos

Valores Correspondentes

As demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2017, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 22 de março de 2018, sem modificação na opinião.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração da **Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par** 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 livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, 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 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, 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 financeiras, 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.
- Concluímos 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 financeiras 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, 21 de março de 2019.

MACIEL AUDITORES S/S
2 CRC RS – 5.460/O-O “T” SP
LUCIANO GOMES DOS SANTOS
Contador 1 CRC RS – 59.628/O-2
Sócio Responsável Técnico

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 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Daniel Vargas de Farias
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 Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-Par referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Urbano Schmitt
Diretor Presidente

César Eduardo Lindenmeyer
Diretor

Giovani Francisco da Silva
Diretor

Daniel Vargas de Farias
Diretor

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Maciel Auditores 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.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Adriana Furlanetto
Presidente do Conselho Fiscal

Cristiane Zinelle Ferreira Lohmann
Conselheira

Melissa Guagnini Hoffmann Custódio
Conselheira

Leandro Sonne
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, e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2018, encerrado em 31 de dezembro de 2018, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 21 de março de 2019.

Vera Inêz Salgueiro Lermen,
Presidente do Conselho de Administração.

Everton Santos Oltramari
Conselheiro

Daniel Vargas de Farias
Conselheiro

Urbano Schmitt
Conselheiro

**Badesul Desenvolvimento S.A. -
Agência de Fomento/RS**

 **BADESUL**
DESENVOLVIMENTO
RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
Dezembro de 2018

A MENSAGEM DA DIREÇÃO

Ao encerrar-se o ano de 2018 e também o quadriênio 2015-2018 da administração do Badesul Desenvolvimento S.A. – Agência de Fomento/RS viemos nos apresentar aos empresários, produtores rurais, gestores públicos municipais, trabalhadores e à comunidade rio-grandense em geral para transmitir-lhes os resultados do exercício de 2018 e os destaques do ciclo quadrienal de gestão que ora se conclui.

Os resultados do trabalho da gestão 2015-2018 do Badesul dispostos neste relato refletem o conjunto de ações e o momento econômico pelo qual passamos. Os colaboradores e a diretoria, cuja composição atual foi reestruturada em junho de 2018, trabalharam de forma coletiva e incansável para cumprir a sua missão institucional e fortalecer as dimensões operacionais, financeiras e administrativas desta Agência de Fomento. Ao lado dos muitos acertos registraram-se alguns problemas de percurso, o que nos propiciou muito aprendizado, provendo mais solidez aos processos decisórios e ao conhecimento coletivo da organização, tornando-a mais apta a enfrentar e a superar os desafios do seu futuro e dos seus públicos relevantes.

É importante mencionarmos que todo o processo de implementação da Nova Lei das Estatais, com a reforma estatutária, adequação da estrutura organizacional, publicação de novas políticas e programas e a realização de treinamentos, foi concluído em 2018, mantendo esta instituição financeira de economia mista em direção à plena conformidade com seu sistema regulatório.

As adequações provenientes da Lei e o novo perfil de gestão adotado pela alta administração, fortaleceram o sistema de Governança e Compliance do Badesul, a partir de novas ações frente à gestão integrada de riscos, levantamento e adequação de controles, além de importantes iniciativas para o aprimoramento dos mecanismos referentes à Ética e Integridade.

Dentre os destaques, institucionalizamos o Programa Badesul de Sustentabilidade, que assume papel relevante no âmbito interno, mas também junto aos clientes e à sociedade, com ampla participação da alta administração, colaboradores e fornecedores.

Ao final de 2018 construímos o Planejamento Estratégico 2019-2023 que norteará nossa atuação nos próximos exercícios, focando a inovação e os setores portadores de futuro.

Cabe destacar que a melhora dos resultados do Badesul no quadriênio 2015-2018 deve-se ao apoio do Estado do Rio Grande do Sul, Acionista Majoritário da Instituição, bem como de seus conselheiros, colaboradores e parceiros. A estes, nossos sinceros agradecimentos.

Transmitimos, principalmente, nossos agradecimentos aos clientes do Badesul, que são a razão da sua existência e cujas decisões de investimento sustentam a confiança dos rio-grandenses no seu futuro. Estendemos ainda os agradecimentos aos parceiros vinculados às fontes de recursos financeiros desta Instituição, em especial ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, pela sua relevância no crédito ao desenvolvimento no Brasil e no RS, mas também

BRASIL
1994-1998



à Finep – Financiadora de Inovação e Pesquisa, à Caixa Econômica Federal - CEF e ao Ministério do Turismo, gestor do Fungetur.

Jeanette Halmenschlager Lontra
Diretora-Presidente

K

1 A SITUAÇÃO DA ECONOMIA

Expectativas sobre o Cenário da Economia Internacional

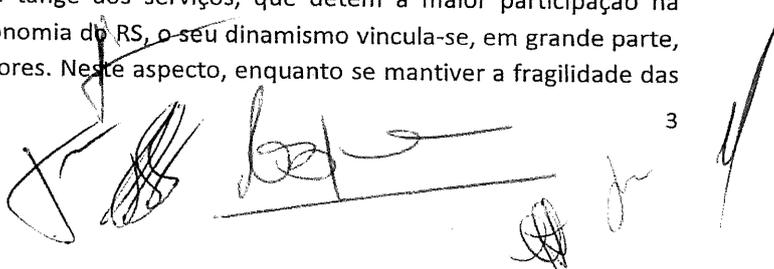
A economia mundial apresentou taxa média anual de crescimento de 2,8% ao longo do período 2015-2017 (com expectativa de crescer 3,3% em 2018). Espera-se que continuará crescendo a taxas sustentáveis médias no patamar em torno de 3,3% ao ano no horizonte de 2019 e de 2020, apoiada no desempenho das economias avançadas e dos mercados emergentes (ou economias em desenvolvimento). Espera-se que a taxa de inflação se manterá em patamar médio entre 3,0 e 3,5% ao ano, na economia mundial.

Expectativas sobre o Cenário da Economia do Brasil

A economia do Brasil atravessou em 2017 e em 2018 períodos marcados por recuperação gradual e lenta da profunda recessão que sobre ela se abateu em 2015-2016. A inflação refluíu até abaixo do patamar inferior ao centro da meta e espera-se que permanecerá na meta nos próximos anos, mas o desemprego ainda se manteve elevado em 2018, com expectativa de continuidade da sua lenta recuperação em 2019 e nos anos seguintes. Os juros básicos da economia, que encerraram 2017 no patamar de 7,0% a.a., com viés decrescente, encerraram-se em 6,5% a.a. em 2018, com a continuidade de sua redução sujeita às limitações impostas pela restrição fiscal e por incertezas cambiais. O crescimento foi ainda baixo do PIB em 2018 e deverá seguir moderado no quadriênio 2019-2022. Esta expectativa de crescimento moderado é fruto, de um lado positivo, da inflação dentro da sua meta e de situação cambial mais favorável às exportações e à produção interna. De um lado negativo, é fruto da incerteza quanto ao equacionamento da grave situação fiscal do Brasil. Enfatiza-se que, enquanto não for resolvida a fragilidade fiscal do País, iniciada no quadriênio 2011-2014 e aprofundada no quadriênio 2015-2018, esta continuará a ser o principal obstáculo ao dinamismo da economia do Brasil.

Expectativas sobre o Cenário da Economia do Rio Grande do Sul

Como decorrência do cenário referenciado para a economia brasileira, espera-se que a economia do Rio Grande do Sul também apresente, em 2018, assim como ocorreu em 2017, lenta recuperação frente à recessão, mas, no quadriênio 2015-2018, ainda apresentará um desempenho médio anual negativo. No que se refere à indústria, principal setor da economia gaúcha que foi atingido pela recessão do Brasil e, mesmo antes, pela política cambial do país, o desafio consistiu na manutenção e na recuperação do que foi possível em 2018. Para 2019 e nos anos vindouros acrescenta-se a necessidade de modernização dos seus setores tradicionais, ao lado do advento e expansão de atividades de conhecimento intensivo e de média e de alta tecnologia, com o fito de a economia gaúcha renovar o dinamismo das suas fontes históricas de crescimento, melhorar o seu perfil tecnológico e sua produtividade, ao mesmo tempo em que deverá dar vazão à capacidade empreendedora dos gaúchos. Quanto ao setor agropecuário, projeta-se a continuidade da sua importância para a sustentação do PIB do Rio Grande do Sul, para o que será imprescindível a continuidade da agregação de tecnologia e a minimização dos efeitos de estiagens, mediante a continuidade dos investimentos em acumulação de água, irrigação e produtividade. No que tange aos serviços, que detém a maior participação na formação do valor agregado da economia do RS, o seu dinamismo vincula-se, em grande parte, ao comportamento dos demais setores. Neste aspecto, enquanto se mantiver a fragilidade das





finanças públicas estaduais, o setor público rio-grandense continuará a ser um freio ao crescimento no médio prazo e ao próprio desenvolvimento do Rio Grande do Sul, de forma tão ou mais grave do que ocorre na esfera federal.

r

[Handwritten signatures and scribbles]

Publicado no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, em 14/05/2014, às 14h30min, em sua edição de 14/05/2014, página 14. Disponível em: <http://www.diaziario.rs.gov.br>



O GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL – MAPA ESTRATÉGICO 2015-2018

As diretrizes que orientaram as ações do Governo do Estado do Rio Grande do Sul, gestão 2015-2018, encontraram-se definidas no seu Mapa Estratégico, cujo objetivo geral foi: Viver um novo ciclo de desenvolvimento sustentável e de qualidade de vida no Estado do Rio Grande do Sul. A execução desse objetivo de governo esteve amparada em quatro eixos de desenvolvimento:

- Eixo Econômico, que visa a gerar novo ciclo de desenvolvimento sustentável;
- Eixo Social, que visa a reforçar e ampliar as garantias dos direitos sociais;
- Eixo de Infraestrutura e Ambiente, que visa a prover as condições de infraestrutura necessárias ao pleno desenvolvimento sustentável e regional;
- Eixo de Governança e Gestão, que visa a produzir resultados por meio do planejamento e integração das políticas públicas.

O BADESUL - DIRETRIZES PRIORITÁRIAS 2015-2018

Na qualidade de Agência de Fomento do Governo do Estado para a execução das suas prioridades de desenvolvimento do Rio Grande do Sul, o Badesul, em 2015-2018, pautou a sua atuação operacional e institucional conforme as diretrizes que se seguem, estabelecidas de acordo com o Mapa Estratégico e a Política de Desenvolvimento do Governo do Estado.

- a) Modernização de Setores Tradicionais da Economia Gaúcha.
- b) Indução de Novas Economias na Estrutura de Produção do Rio Grande do Sul.
- c) Dinamização de Economias de Cidades e Regiões do RS.
- d) Alavancagem da Infraestrutura Estadual.

Os temas transversais que perpassaram as prioridades citadas foram: inovação tecnológica; sustentabilidade (eficiência em energia, no uso da água, no uso de insumos e na reciclagem de resíduos, em especial); aumento da produtividade; advento e consolidação de empresas de base tecnológica; parcerias público-privadas; criação de competências; modernização de gestão e *upgrade* de políticas públicas. Os instrumentos mobilizados à execução das estratégias e prioridades descritas foram os produtos e serviços que definem as áreas de negócios do Badesul.

O BADESUL – PERFIL INSTITUCIONAL

O Badesul Desenvolvimento S.A. – Agência de Fomento/RS é uma sociedade anônima de economia mista de capital fechado, com controle acionário do Estado do Rio Grande do Sul, que possui 99,99% do seu Capital Social, totalmente integralizado e representado por ações ordinárias nominativas.

O Badesul é uma Instituição financeira constituída como Agência de Fomento, na forma dada pela Resolução nº 2.828 do Conselho Monetário Nacional, dedicada ao financiamento e à promoção de investimentos voltados ao desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Sul, cujo território delimita a área geográfica de atuação da Instituição.

O Badesul, por ser uma Instituição Financeira da Administração Indireta do Poder Executivo Estadual, relaciona-se com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul mediante a Sul mediante



a Secretaria de Desenvolvimento Econômico e Turismo, cuja anterior denominação foi Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência e Tecnologia.

Os produtos e serviços financeiros operados pelo Badesul, com seus públicos relevantes, são os que se seguem.

- a) *Crédito Empresarial*: Empresas Industriais e de Serviços.
- b) *Crédito Público*: Prefeituras Municipais.
- c) *Crédito Rural*: Produtores Agropecuários, Agroindústrias.
- d) *Crédito à Inovação*: Empresas Inovadoras.
- e) *Participações*: Fundos de Investimento Privados.
- f) *Serviços*: Governo do Estado, Fundos Públicos Estaduais e Prefeituras Municipais.

Os produtos financeiros operados pelo Badesul correspondem, essencialmente, às linhas de crédito e programas de financiamento oferecidos pelo Sistema BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Subsidiariamente, o Badesul capta recursos da CEF (Caixa Econômica Federal), do Ministério do Turismo (Fungetur) e da FINEP (Financiadora de Inovação e Pesquisa), assim como opera com recursos próprios, dentre outras formas, mediante destaque de capital, para o crédito a investimentos públicos municipais.

Como prestador de serviços ao Governo do Estado do Rio Grande do Sul, o Badesul executa a gestão financeira de fundos estaduais ligados à promoção do desenvolvimento da economia gaúcha. Esses serviços inclusive estendem-se além do controle financeiro, na medida em que o Badesul também presta apoio à contratação e ao repasse de recursos, em especial à conta do FEAPER (Fundo Estadual de Apoio aos Pequenos Empreendimentos Rurais) e do Funterra (Fundo de Terras do Estado do Rio Grande do Sul).

Em 2017 o Badesul decidiu estender aos municípios rio-grandenses a prestação de serviços, na forma de apoio técnico ao planejamento do desenvolvimento de municípios, iniciativa que visa à identificação de oportunidades locais de investimento e à promoção do desenvolvimento municipal no Rio Grande do Sul. Em 2018 aquela decisão foi posta em marcha, com a prestação de serviços de planejamento estratégico aos municípios de Bom Princípio, Constantina, Bossoroca e Coxilha.

O BADESUL – OPERAÇÕES, RISCOS E FINANÇAS

Operações Aprovadas

Os números e valores das aprovações de crédito efetuadas nos exercícios de 2017 e 2018 são dispostos na tabela que se segue, conforme as áreas de crédito da Instituição e referenciadas ao Rio Grande do Sul como um todo.

Valor das Operações de Crédito Aprovadas pelo Badesul por Áreas de Negócios – 2017-2018.

Áreas de Negócios	2018		2017	
	Número	Valor R\$ mil	Número	Valor R\$ mil
Rural e Agroindustrial	63	63.843	43	45.463
Empresarial	54	111.720	32	92.334

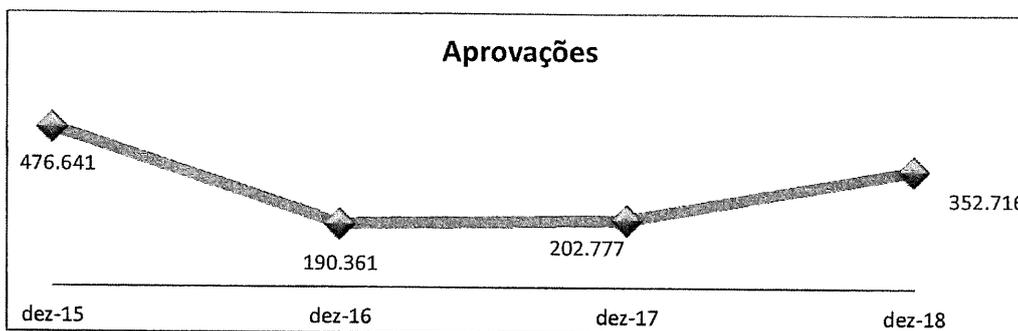


Setor Público	73	177.153	44	64.980
Total Operações	190	352.716	119	202.777
Crédito				
Total Geral	190	352.716	119	202.777

Fonte: Badesul.

Esta tabela mostra uma aceleração em 2018, em relação às aprovações de 2017, devido ao retorno da demanda por crédito de longo prazo na economia gaúcha, motivada, principalmente, pela relativa melhora da economia brasileira, ainda que limitadas pela cautela dos investidores, por restrição nos repasses financeiros e por elevação dos padrões de risco a novos clientes, conforme o gráfico apresentado em seguimento.

Operações de Crédito Aprovadas – 2015-2018 – Valores em R\$ mil.



Fonte: Badesul

Destques Operacionais

Setores Rural e Agroindustrial. No exercício de 2018, o Badesul aprovou R\$ 63,8 milhões para o financiamento de investimentos ligados ao processo de modernização e de ampliação da produção agropecuária e agroindustrial rio-grandense.

Fomento Empresarial e Inovação. O Badesul tanto aprovou R\$ 111,7 milhões para o crédito a projetos empresariais de investimentos associados com a sustentação e a transformação do perfil da economia gaúcha, quanto efetuou a integralização de R\$ 2,6 milhões em cotas de fundos de investimentos em participações que apoiam micro, pequenas e médias empresas inovadoras. Acrescenta-se a liderança institucional desta Agência de Fomento no que tange ao planejamento e organização de *Cluster* de tecnologias para a saúde no Rio Grande do Sul.

Desenvolvimento Regional. A carteira de operações de crédito de 2018 do Badesul, distribuída conforme as regiões rio-grandenses, também comprova a presença desta Agência do Fomento na geografia da economia gaúcha, mediante a tabela que se segue, a qual apresenta as dez principais regiões apoiadas.

Número de Contas Financeiras Ativas e Valor do Estoque das Operações de Crédito do

[Handwritten signatures and marks]



Badesul por Corede – Posição em dezembro de 2018.

Região do Corede	Principal Município	2018	
		Valor R\$ mil	Nº de CFAs*
METROPOLITANO DELTA DO JACUI	PORTO ALEGRE	410.044	374
SERRA	CAXIAS DO SUL	269.223	459
FRONTEIRA OESTE	URUGUAIANA	203.537	800
MISSOES	SANTO ÂNGELO	183.986	611
ALTO JACUI	CRUZ ALTA	141.199	613
NOROESTE COLONIAL	IJUÍ	123.181	296
SUL	PELOTAS	107.379	500
VALE DO TAQUARI	LAJEADO	107.187	242
VALE DO RIO DOS SINOS	NOVO HAMBURGO	104.709	255
VALE DO CAI	MONTENEGRO	101.927	137
Total Parcial	-	1.752.372	4.287
Total Geral	-	2.829.397	7.467

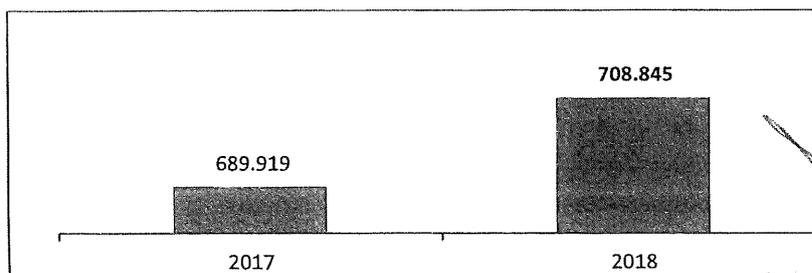
Fonte: Badesul. (*) Contas Financeiras Ativas.

Infraestrutura Estadual e Prefeituras. O Badesul aprovou R\$ 40,1 milhões voltados à realização de investimentos em infraestrutura de suporte ao desenvolvimento econômico do Rio Grande do Sul, com destaque para a produção e transmissão de energia e à logística. Faz-se também destaque às cidades apoiadas mediante a aprovação de R\$ 177,2,0 milhões em 2018, para a execução de investimentos públicos projetados por prefeituras municipais do RS e ligados à infraestrutura urbana e industrial, à educação, à aquisição de máquinas rodoviárias, à execução de instalações públicas e à modernização da gestão.

Capital Social e Patrimônio Líquido

O Capital Social do BADESUL se manteve, ao longo de 2018, em R\$ 756,3 milhões. O Patrimônio Líquido do Badesul alcançou o valor de R\$ 708,8 milhões ao final do exercício passado, conforme ilustrado pelo gráfico que se segue.

Patrimônio Líquido - 2017-2018 - R\$ mil nominais.



Fonte: Badesul.

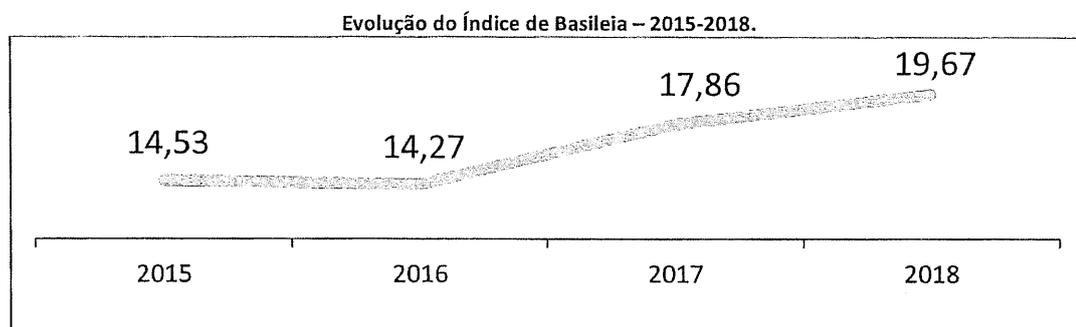


Saldo de Operações Ativas

Badesul encerrou o exercício de 2018 com Saldo de Operações Ativas de R\$2.253,3 milhões, correspondente a 6.088 CFAs (Contas Financeiras Ativas) e a 2.491 clientes.

Gestão de Riscos e Liquidez Financeira

Observa-se que 84,5% do valor do Saldo de Operações Ativas registrado pelo BADESUL ao findar de 2018 corresponde a operações de crédito de curso normal, isto é, com classificação de risco (*rating*) desde AA até C. A aplicação dos recursos próprios desta Instituição em Títulos e Valores Mobiliários (TVM) somou R\$ 693,9 milhões ao final do exercício, excluídos os recursos de propriedade dos Fundos Administrados, o que evidencia o elevado grau de liquidez desta Agência de Fomento, enquanto que o seu Índice de Basileia ascendeu a, apresentando substancial melhora em comparação ao registrado nos períodos anteriores, conforme o gráfico apresentado em seguimento.



Fonte: Badesul

Gestão de Fundos Estaduais

Como prestador de serviços ao Governo do Estado do Rio Grande do Sul, o Badesul executa a gestão financeira de fundos estaduais ligados à promoção do desenvolvimento da economia gaúcha. Esses serviços inclusive estendem-se além do controle financeiro, na medida em que o Badesul também presta apoio à contratação e ao repasse de recursos, em especial à conta do FEAPER (Fundo Estadual de Apoio aos Pequenos Empreendimentos Rurais) e do Funterra (Fundo de Terras do Estado do Rio Grande do Sul). Registra-se também que, em relação ao Fundopem/RS (Fundo Operação Empresa do Estado do Rio Grande do Sul), a Lei Estadual nº 11.916, de 02/06/2003, alterada pela Lei Estadual nº 13.708, de 06 de abril de 2011, estabelecia autorização ao Poder Executivo para destinar ao aumento do capital social do Badesul o montante equivalente a 30% dos retornos das operações de financiamento do FUNDOPEM. Em 25 de setembro de 2015, foi publicada a Lei Estadual nº 14.744, a qual promoveu alteração na redação da Lei nº 11.916, antes referida, suprimindo o dispositivo autorizativo que havia para a realização de aumentos do capital social do Badesul mediante a utilização dos recursos dos retornos do

9



FUNDOPEM. Resta pendente de capitalização o valor nominal de R\$ 26,7 milhões, valor aferido antes da promulgação da referida modificação de Lei.

Gestão de Pessoas

No que tange ao quadro de colaboradores, a Lei 13.864/11¹ prevê até 220 colaboradores para esta Agência de Fomento. Atualmente há 139 concursados e 7 adidos, totalizando 146 colaboradores.

Estatuto Social

Devido à necessidade de adequação do Badesul à Lei 13.303/16, que dispõe sobre o regime jurídico das empresas da administração indireta, o seu estatuto social foi alterado, em junho de 2018, prevendo a seguinte estrutura estatutária:

- Conselho de Administração: 7 membros, sendo 1 representante dos minoritários, 1 independente e 1 representante eleito dos funcionários.
- Conselho Fiscal: 3 membros e 3 membros suplentes.
- Comitê de auditoria: 3 membros.
- Diretoria: até 4 diretores (mínimo 3).

O Estatuto prevê também, estruturas para o adequado gerenciamento de riscos, de controles e de *Compliance*. Foram incluídas no texto do estatuto adaptações à estrutura de Auditoria Interna, a obrigatoriedade do Código de Ética, canais para denúncia de atos suspeitos e de treinamentos sobre assuntos de integridade aos diferentes públicos.

Programa Badesul de Sustentabilidade

Este Programa faz parte de uma série de medidas que a gestão prevê para a transformação do Badesul do Futuro, sem perder sua essência desenvolvimentista. Sempre em consonância com a Missão, o desafio é transformar “negócios comuns” em “negócios sustentáveis”, aliando parâmetros econômicos, sociais e ambientais, servindo de ferramenta (técnica e financeira) para viabilizar essas mudanças.

Portanto, o Programa Badesul de Sustentabilidade, alicerçado nos pilares Social, Ambiental, Econômico e Conhecimento, visa tornar a abordagem socioambiental um tema transversal na instituição, de forma a influenciar todas as práticas e decisões desta Agência, em consonância com os princípios da governança corporativa, que tem como base a gestão responsável.

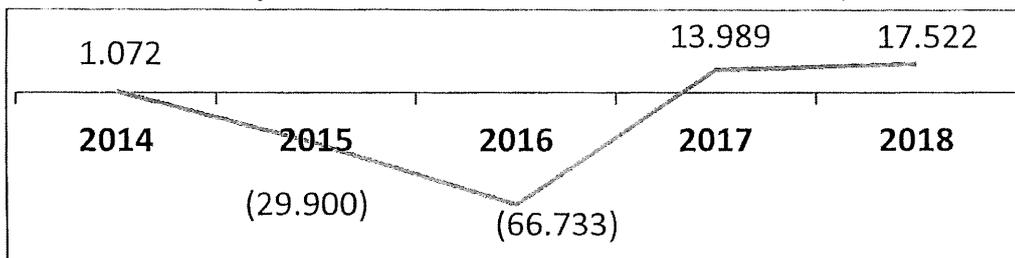
Resultado

O Resultado da Instituição apresentou-se positivo no exercício de 2018 em R\$ 17,5 milhões, destacando-se o gráfico apresentado em seguimento, que mostra a evolução do resultado no período referido desde 2014.

¹ O Badesul não possui previsão legal de cargos em comissão.



Evolução do Resultado Final – 2014-2018 – Valores em R\$ mil.



Fonte: Badesul

Como propulsores desta evolução, destacam-se os esforços na redução de despesas e na recuperação de crédito.

Finalmente, com o sentimento de dever cumprido, este corpo diretivo renova seu reconhecimento à dedicação dos colaboradores, dos conselheiros e dos parceiros de negócio.

Deliberação da Diretoria:

A Diretoria aprova o Relatório, por unanimidade, a encaminha para deliberação do Conselho de Administração e envio do Fxcel. Em 07/03/2019.

Jeanette Halmenschlager Lontra
Diretora-Presidente

José Claudio Silva dos Santos
Diretor Vice-Presidente

Kalil Sehbe Neto
Diretor Financeiro

Deliberação do Conselho de Administração:

Aprovado o Relatório, por unanimidade em 15/03/2019.

Ricardo Englert
Presidente

Fernando Luz Lehnen
Vice-Presidente



A handwritten signature in black ink, appearing to be "Cirtia", written over a horizontal line.

Cirtia Michelle Trevisan
Conselheira

A handwritten signature in black ink, appearing to be "João Silla", written over a horizontal line.

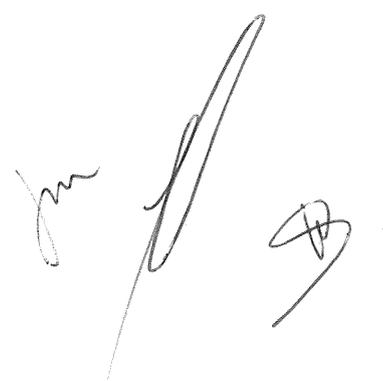
João Silla Lopes de Almeida
Conselheiro

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Robson Luis", written over a horizontal line.

Robson Luis Zinn
Conselheiro

Badesul Desenvolvimento S.A.
Agência de Fomento/RS

Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2018 e 2017



Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS
 CNPJ 02.885.855/0001-72
 Balanços Patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
 (Em Milhares de Reais)

	2018	2017		2018	2017
Ativo			Passivo e Patrimônio Líquido		
Circulante	1.221.223	1.258.222	Circulante	536.693	516.688
Disponibilidades (Nota 4)	473	2.049	Obrigações por repasses do país - instituições oficiais (Nota 13)	474.185	497.077
Títulos e valores mobiliários	688.097	663.394	BNDES	229.879	256.362
Carteira própria (Nota 5)	688.097	663.394	Caixa Econômica Federal	2.009	1.872
Operações de crédito (Nota 6)	457.312	505.932	FINAME	239.589	236.790
Operações de crédito	538.333	567.236	FINEP	2.505	2.053
Setor público	55.468	68.058	OUTRAS INSITUIÇÕES	62.508	19.811
Setor privado	482.865	499.178	Outras obrigações	154	25
Provisão para operações de crédito de liquidação duvidosa	(81.021)	(61.404)	Cobrança e arrecadação de tributos e assemelhados	1.181	1.121
Outros créditos	75.010	86.829	Sociais e estatutárias (Nota 14)	3.380	1.821
Avals e fianças honrados (Nota 7)	1.137	-	Fiscais e previdenciárias (Nota 15)	57.793	15.844
Rendas a receber (Nota 8)	6.284	4.217	Diversas	3.585	3.451
Diversos	67.589	82.612	Despesas de pessoal	1.121	584
Adiantamento e antecipações salariais	212	236	Outros pagamentos	832	658
Adiantamento por nossa conta	1	3	Passivos atuariais (Nota 18)	52.255	11.151
Créditos tributários de impostos e contribuições (Nota 9)	63.090	76.499	Credores diversos (Nota 19)	1.748.184	2.094.864
Devedores por Compra de Valores e Bens (Nota 10)	1.087	1.001	Exigível a longo prazo		
Impostos e contribuições a compensar (Nota 11)	3.189	3.961	Obrigações por repasses do país - instituições oficiais (Nota 13)	1.665.456	2.006.878
Pagamentos a ressarcir	221	267	BNDES	861.745	990.267
Devedores diversos no país	(1.142)	(5)	Caixa Econômica Federal	23.823	25.832
Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	331	118	FINAME	753.860	980.980
Outros valores e bens	329	115	FINEP	16.006	9.799
Outros valores e bens	2	3	OUTRAS INSITUIÇÕES	10.022	-
Despesas antecipadas	2	3	Outras obrigações	82.728	87.986
Realizável a longo prazo	1.744.237	2.013.942	Diversas	82.728	87.986
Títulos e valores mobiliários	13.170	9.768	Provisão para contingências (Nota 16)	65.928	57.572
Carteira própria (Nota 5)	13.170	9.768	Passivos atuariais (Nota 18)	7.091	17.072
Operações de crédito (Nota 6)	1.522.318	1.826.412	Comissão sob carta fiança	9.661	13.260
Operações de crédito	1.714.958	1.974.362	Patrimônio líquido (Nota 20)	708.845	689.919
Setor público	98.167	99.972	Capital Social	756.343	756.343
Setor privado	1.616.791	1.874.390	De domiciliados no país	756.343	756.343
Provisão para operações de crédito e liquidação duvidosa	(192.640)	(147.950)	Ajuste de avaliação patrimonial	(3.054)	(4.458)
Outros créditos	208.749	177.762	Prejuízos acumulados	(44.444)	(61.966)
Diversos	81	125			
Rendas a receber (Nota 8)	208.668	177.637			
Diversos	182.496	151.862			
Créditos tributários de impostos e contribuições (Nota 9)	543	1.501			
Devedores por Compra de Valores e Bens (Nota 10)	25.632	24.282			
Devedores por depósitos em garantia (Nota 16d)	(3)	(8)			
Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	(3)	(8)			
Permanente	28.262	29.507			
Imobilizado de uso (Nota 12)	28.131	29.507			
Imóveis de uso	35.074	35.074			
Outras imobilizações de uso	7.404	7.351			
Depreciação acumulada	(14.347)	(12.918)			
Intangível	131	-			
Outros ativos intangíveis	131	-			
Total do Ativo	2.993.722	3.301.671	Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	2.993.722	3.301.671

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS
CNPJ 02.885.855/0001-72
Demonstrações do Resultado
Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 e do segundo semestre de 2018
(Em Milhares de Reais)

	2º Semestre 2018	Exercício 2018	Exercício 2017
Receitas da Intermediação financeira	192.644	323.782	301.906
Operações de crédito	172.493	281.033	240.645
Resultado de operações com títulos e valores mobiliários	20.151	42.749	61.261
Despesas da intermediação financeira	(161.577)	(272.284)	(239.834)
Operações de empréstimos e repasses	(41.443)	(89.091)	(108.968)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(120.134)	(183.193)	(130.866)
Resultado bruto da intermediação financeira	31.067	51.498	62.072
Outras receitas e despesas operacionais	(21.393)	(40.481)	(14.522)
Receitas da prestação de serviços	5.799	11.219	11.390
Rendas de tarifas bancárias	955	1.602	798
Despesas de pessoal	(17.447)	(33.593)	(33.519)
Outras despesas administrativas (Nota 23)	(8.434)	(17.563)	(16.961)
Despesas tributárias	(4.217)	(7.567)	(7.815)
Outras receitas operacionais (Nota 24)	12.603	25.564	47.481
Outras despesas operacionais (Nota 25)	(10.652)	(20.143)	(15.896)
Resultado operacional	9.674	11.017	47.550
Resultado não operacional	130	305	157
Resultado antes da tributação sobre o lucro e participações	9.804	11.322	47.707
Imposto de renda e contribuição social (Notas 3k e 22)	(7.264)	8.564	(31.597)
Provisão para imposto de renda	(237)	(5.144)	(2.414)
Provisão para contribuição social	(194)	(4.251)	(2.033)
Ativo fiscal diferido	(6.833)	17.959	(27.150)
Participações estatutárias no lucro	(2.364)	(2.364)	(2.121)
Lucro líquido do período	176	17.522	13.989
Nº de Ações (Em milhares)	756.343	756.343	756.343
Lucro por Ação - R\$	0,23	23,17	18,50

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS
CNPJ 02.885.855/0001-72
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 e do segundo semestre de 2018
(Em Milhares de Reais)

	Capital realizado	Legal	Reservas de lucros		Ajuste de avaliação patrimonial	Total
			Reservas especiais - outras	(Prejuízos) acumulados		
Saldo em 01 de janeiro de 2018	756.343	-	-	(61.966)	(4.458)	689.919
Ajuste de avaliação patrimonial líquido dos tributos (passivos atuais)	-	-	-	-	1.404	1.404
Lucro do exercício	-	-	-	17.522	-	17.522
Saldo em 31 de dezembro de 2018	756.343	-	-	(44.444)	(3.054)	708.845
Mutações do exercício	-	-	-	17.522	1.404	18.926
Saldo em 01 de janeiro de 2017	756.343	-	-	(75.955)	(3.639)	676.749
Reversão de reservas de lucros para absorção de prejuízo	-	-	-	-	(819)	(819)
Ajuste de avaliação patrimonial líquido dos tributos (passivos atuais)	-	-	-	-	-	13.989
Lucro do exercício	-	-	-	13.989	-	13.989
Saldo em 31 de dezembro de 2017	756.343	-	-	(61.966)	(4.458)	689.919
Mutações do exercício	-	-	-	13.989	(819)	13.170
Saldo em 01 de julho de 2018	756.343	-	-	(44.620)	(4.337)	707.386
Ajuste de avaliação patrimonial líquido dos tributos (passivos atuais)	-	-	-	-	1.283	1.283
Lucro do semestre	-	-	-	176	-	176
Saldo em 31 de dezembro de 2018	756.343	-	-	(44.444)	(3.054)	708.845
Mutações do semestre	-	-	-	176	1.283	1.459

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS
 CNPJ 02.885.855/0001-72

Demonstrações dos Fluxos de Caixa (Método Indireto)

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 e do segundo semestre de 2018

(Em Milhares de Reais)

	<u>2º Semestre</u> <u>2018</u>	<u>Exercício</u> <u>2018</u>	<u>Exercício</u> <u>2017</u>
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro/(prejuízo) no período antes da tributação e das participações	9.804	11.322	47.707
Ajustes do lucro/(prejuízo) líquido do período	<u>121.028</u>	<u>183.141</u>	<u>108.592</u>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	110.330	171.411	122.708
Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	9.804	11.782	8.158
Provisão/(Reversão de provisão) para desvalorização de títulos livres	352	350	(672)
Provisão/(Reversão de provisão) para planos de benefícios	80	(1.253)	(2.095)
Provisão/(Reversão de provisão) para passivos contingentes	5.800	9.403	(12.642)
Baixa de ativos	-	-	4
(Reversão de provisão) para garantias financeiras prestadas	(6.053)	(9.981)	(8.486)
Depreciação	<u>715</u>	<u>1.429</u>	<u>1.617</u>
Resultado do período ajustado	130.832	194.463	156.299
Variações nos ativos e obrigações	<u>(132.287)</u>	<u>(195.855)</u>	<u>(154.943)</u>
(Aumento) em títulos e valores mobiliários	(10.884)	(28.455)	(47.271)
Redução em operações de crédito	51.230	181.203	386.032
(Aumento) em outros créditos	(12.714)	(16.019)	(13.523)
(Aumento)/Redução em outros valores e bens	(223)	(213)	7
Aumento/(Redução) em outras obrigações	33.061	39.767	(4.108)
(Redução) em obrigações por empréstimos e repasses	(188.388)	(364.314)	(468.288)
Imposto de renda e contribuição social pagos	<u>(4.369)</u>	<u>(7.824)</u>	<u>(7.792)</u>
Fluxo de Caixa líquido das atividades operacionais	(1.455)	(1.392)	1.356
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Aquisição do imobilizado de uso	<u>(131)</u>	<u>(184)</u>	<u>(107)</u>
Fluxo de Caixa líquido das atividades de investimento	(131)	(184)	(107)
Aumento/(Redução) de caixa e equivalentes de caixa	(1.586)	(1.576)	1.249
Modificações na posição de caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)			
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	2.059	2.049	800
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	<u>473</u>	<u>473</u>	<u>2.049</u>
Aumento/(Redução) de caixa e equivalentes de caixa	<u>(1.586)</u>	<u>(1.576)</u>	<u>1.249</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em Milhares de Reais)

1 Contexto operacional

O Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS (“Badesul”) é uma Instituição Financeira de capital fechado, constituída sob a forma de sociedade anônima de economia mista, autorizada pela Lei Estadual n.º 10.959, de 27 de maio de 1997, alterada pela Lei Estadual n.º 11.105, de 22 de janeiro de 1998 e pela Lei Estadual n.º 13.864, de 28 de dezembro de 2011. Teve seu funcionamento autorizado pelo Banco Central do Brasil em 07 de dezembro de 1998. Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 03 de abril de 2012 foi aprovada a alteração da razão social de Caixa Estadual S.A. - Agência de Fomento/RS para Badesul Desenvolvimento S. A. - Agência de Fomento/RS. O Banco Central do Brasil homologou essa alteração em 31 de maio de 2012 e o seu registro na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul ocorreu em 03/07/2012.

O Badesul é regido pela Resolução CMN n.º 2.828, de 30 de março de 2001, alterada pelas Resoluções CMN n.º 3.757 de 01 de julho de 2009, n.º 3.834 de 28 de janeiro de 2010 e n.º 4.023 de 27 de outubro de 2011. A função precípua do Badesul é fomentar o desenvolvimento econômico e social do Estado do Rio Grande do Sul, através da oferta de soluções financeiras e não financeiras ao desenvolvimento dos setores público e privado.

Passada a fase de implementação de medidas para a retomada do equilíbrio econômico, financeiro e operacional, conforme fora amplamente divulgado em demonstrações financeiras anteriores, o Badesul voltou a operar em condições de normalidade.

2 Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras foram elaboradas a partir de diretrizes contábeis emanadas da Lei das Sociedades por Ações associadas às normas e instruções do Banco Central do Brasil - BACEN e do Conselho Monetário Nacional - CMN.

A apresentação destas demonstrações financeiras está em conformidade com o Plano Contábil das Instituições do Sistema Financeiro Nacional (COSIF) e os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), recepcionados pelo Conselho Monetário Nacional e Banco Central do Brasil.

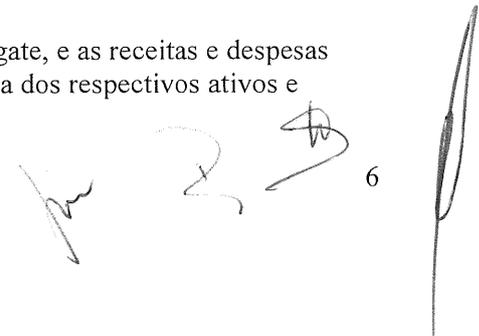
Em 31 de janeiro de 2019 a Diretoria Executiva aprovou as presentes demonstrações financeiras.

3 Resumo das principais práticas contábeis

a. Apuração do resultado

O resultado é apurado de acordo com o regime de competência, que estabelece que as receitas e despesas devam ser incluídas na apuração dos resultados dos períodos em que ocorrerem, sempre simultaneamente quando se correlacionarem, independentemente de recebimento ou pagamento.

As operações com taxas pré-fixadas são registradas pelo valor de resgate, e as receitas e despesas correspondentes ao período futuro são apresentadas em conta redutora dos respectivos ativos e



passivos. As receitas e despesas de natureza financeira são contabilizadas pelo critério “pro rata die” e calculadas com base no modelo exponencial. As operações com taxas pós-fixadas ou indexadas a moedas estrangeiras são atualizadas até a data do Balanço.

b. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa são representados por disponibilidades em moeda nacional e aplicações financeiras, cujo vencimento das operações na data da efetiva aplicação seja igual ou inferior a 90 dias e apresentam risco insignificante de mudança de valor justo.

c. Títulos e valores mobiliários

A carteira está composta por títulos de renda fixa, os quais são apresentados pelo custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do Balanço, ajustado a seu valor de mercado à provisão para perdas ou desvalorizações, quando aplicável.

As agências de fomento estão dispensadas da aplicação da Circular BACEN nº 3.068 de 8 de novembro de 2001.

d. Operações de crédito

Estão demonstradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos. As operações de crédito estão classificadas de acordo com análise da Administração quanto ao nível de risco, considerando a conjuntura econômica e os riscos específicos em relação às operações, aos devedores e aos garantidores, observando os parâmetros estabelecidos nas Resoluções CMN nº 2.682 de 21 de dezembro de 1999 e nº 2.697 de 24 de fevereiro de 2000.

A atualização das operações de crédito vencidas em até 59 dias é contabilizada em receitas de operações de crédito, e a partir do 60º dia, em rendas a apropriar. As atualizações de operações em recuperação judicial, após o registro de acordo originado de plano de recuperação homologado por juiz, são contabilizadas em rendas a apropriar até seu efetivo recebimento, quando serão levadas a resultado como receitas de operações de crédito. As operações classificadas como *rating* “H” permanecem nessa classificação por seis meses, quando então são baixadas contra a provisão existente e controladas em contas de compensação, não mais figurando no Balanço Patrimonial.

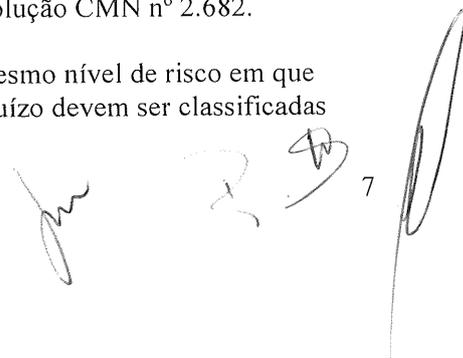
Os riscos das operações ativas renegociadas são definidos conforme critério da Resolução CMN nº 2.682, de 21 de dezembro de 1999, ou seja, permanecem no *rating* que se encontravam antes da renegociação e as renegociações de operações de crédito que foram anteriormente baixadas contra a provisão, que estavam em contas de compensação, são classificadas como *rating* “H”. Eventuais ganhos provenientes da renegociação somente são reconhecidos como receita quando efetivamente recebidos.

e. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa está constituída conforme determinações das Resoluções CMN nº 2.682, de 21 de dezembro de 1999 e nº 2.697, de 24 de fevereiro de 2000.

É adotada a contagem em dobro dos prazos para as operações com prazo a decorrer superior a 36 meses, conforme dispõe o parágrafo 2º, Inciso II do Artigo 4º da Resolução CMN nº 2.682.

As operações objeto de renegociação são mantidas, no mínimo, no mesmo nível de risco em que estiverem classificadas, observado que aquelas registradas como prejuízo devem ser classificadas



como de risco nível “H” quando renegociadas. As operações renegociadas poderão ser reclassificadas para nível de menor risco após amortização significativa do saldo ou quando fatos relevantes justificarem a mudança do nível de risco.

f. Demais ativos circulantes e realizáveis a longo prazo (não circulantes)

Demonstrados pelos valores de realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos e as variações monetárias “pro rata die” incorridos e as variações cambiais, deduzidos das correspondentes provisões para perdas ou ajuste ao valor de mercado e rendas a apropriar.

g. Imobilizado de uso

A Resolução CMN nº 4.535, publicada em 28 de novembro de 2016, que dispõe sobre os critérios de reconhecimento e registro contábil dos componentes do ativo imobilizado de uso, estabelece, entre outros procedimentos, a necessidade de revisão da vida útil dos ativos imobilizados de uso ao final de cada exercício ou sempre que houver alteração significativa nas estimativas anteriores. A depreciação deve corresponder ao valor depreciável dividido pela vida útil do ativo, calculada de forma linear, a partir do momento em que o bem estiver disponível para uso. Esta prática não substitui as regras vigentes para fins tributários, mantendo-se, portanto, controles para fins contábeis e fiscais de forma segregada.

As depreciações para fins fiscais foram mantidas, calculadas pelo método linear, com base nas taxas anuais de 4% para imóveis de uso, 10% para equipamentos de uso, 10% para sistema de comunicação, 20% para sistema de processamento de dados e 40% para veículo. Para fins contábeis a única diferença que se apurou refere-se à depreciação dos imóveis, cuja taxa anual é de 3,33% considerando que a vida útil desses bens fora avaliada em 30 anos.

h. Redução ao valor recuperável de ativo

O imobilizado e outros ativos não circulantes, inclusive o ativo intangível, são revistos anualmente para se identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou ainda, sempre que eventos ou alterações nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando este for o caso, o valor recuperável é calculado para verificar se há perda. Quando houver perda, ela é reconhecida pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável, que é o maior entre o preço líquido de venda e o valor em uso de um ativo.

i. Ativos e passivos em moeda estrangeira

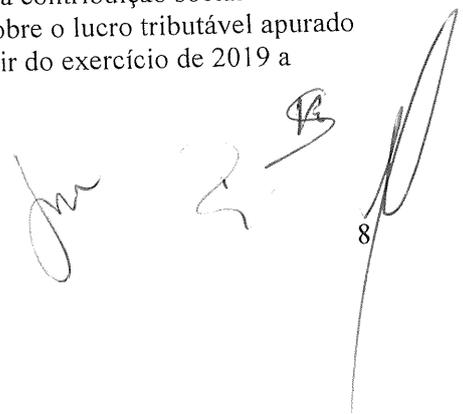
Os ativos e passivos em moeda estrangeira foram convertidos para reais utilizando-se a taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central do Brasil para a data do encerramento do período.

j. Demais passivos circulantes e exigíveis a longo prazo (não circulantes)

Demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, incluindo, quando aplicável, os encargos e as variações monetárias em base “pro rata die” incorridos, deduzidos das correspondentes despesas a apropriar.

k. Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

Foram computados pela aplicação das alíquotas vigentes de 20% para a contribuição social e de 15% (mais adicional de 10% conforme legislação) para imposto de renda sobre o lucro tributável apurado no período, ajustado por diferenças permanentes e temporárias. A partir do exercício de 2019 a alíquota da contribuição social voltará a ser 15%.



O ativo fiscal diferido, decorrente de imposto de renda e de contribuição social, é calculado mediante a aplicação das alíquotas vigentes na data das demonstrações financeiras sobre as diferenças temporárias e sobre os ganhos/perdas atuariais, o qual é registrado na rubrica Outros Créditos, em contrapartida do Resultado do Período, e, quando aplicável, em contrapartida ao patrimônio líquido.

Quando há alteração na legislação tributária é adotado o procedimento previsto na Circular nº 3.171, emitida pelo BACEN em 30 de dezembro de 2002, que determina que no caso de alteração da legislação tributária que modifique critérios e alíquotas a serem adotados em períodos futuros, os efeitos devem ser reconhecidos imediatamente com base nos critérios e alíquotas aplicáveis ao período em que cada parcela do ativo será realizada ou do passivo liquidada.

I. Passivo atuarial

O Badesul é patrocinador da FBSS – Fundação Banrisul de Seguridade Social e da CABERGS – Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul, respectivamente, asseguram a complementação dos benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus funcionários, conforme detalhamento constante na nota 18, bem como, oferece prêmio por aposentadoria segundo critérios estabelecidos em regulamento próprio. O reconhecimento contábil no Badesul segue as diretrizes contidas no Pronunciamento Técnico CPC nº 33 (R1) recepcionado pelo Banco Central do Brasil mediante a edição da Resolução do CMN nº 4.424 e alterações posteriores conforme Norma Brasileira de Contabilidade – NBC TG 33 (R2).

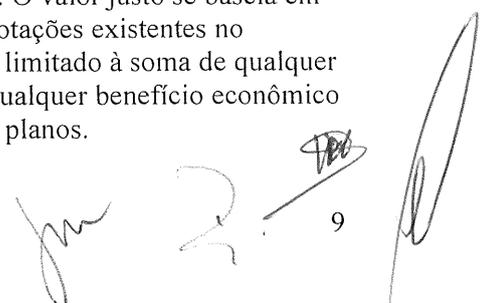
A Administração do Badesul tem procedido a avaliações atuariais dos planos de benefícios pós-emprego em conformidade com a legislação vigente em cada período. As avaliações atuariais são elaboradas com base em premissas e projeções, taxas de juros, inflação, aumento de benefícios, expectativa de vida, etc. As avaliações são atualizadas em bases anuais ao final de cada exercício, e, quando necessário, em bases semestrais.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano.

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado. Os custos de serviços passados são reconhecidos como despesa, de forma linear, ao longo do período médio até que os direitos dos benefícios sejam adquiridos. Se o direito aos benefícios já tiver sido adquirido, custos de serviços passados são reconhecidos imediatamente após a introdução de um plano de aposentadoria.

O ativo ou passivo do plano de benefício reconhecido nas demonstrações financeiras corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal Brasileiro), menos custos de serviços passados e ganhos e perdas atuariais ainda não reconhecidos e menos o valor justo dos ativos do plano que serão utilizados para liquidar as obrigações.

Os ativos dos planos de previdência são mantidos por uma Entidade Fechada de Previdência Complementar – FBSS e do Plano de Saúde pela CABERGS. Os ativos dos planos não estão disponíveis aos credores e não podem ser pagos diretamente ao Badesul. O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado e, no caso de títulos cotados, nas cotações existentes no mercado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado à soma de qualquer custo de serviço passado ainda não reconhecido e ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reduções nas contribuições patronais futuras aos planos.

Handwritten signatures and initials, including a large signature on the right and several smaller ones on the left, with the number 9 written below them.

m. Ativos e passivos contingentes

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação dos ativos e passivos contingentes e as obrigações legais observam o disposto no Pronunciamento Técnico CPC nº 25 recepcionado pelo Banco Central do Brasil mediante a edição da Resolução CMN nº 3.823. Os principais critérios adotados são os seguintes:

- (i) **Contingências ativas** – não são reconhecidas nas demonstrações financeiras, exceto quando da existência de evidências que propiciem a garantia de sua realização, sobre as quais não cabem mais recursos.
- (ii) **Contingências passivas** – são reconhecidas nas demonstrações financeiras quando, baseado na opinião de assessores jurídicos e da Administração, for considerado provável o risco de perda de uma ação judicial ou administrativa, com uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança. Os passivos contingentes classificados como perdas possíveis pelos assessores jurídicos são apenas divulgados em notas explicativas, enquanto aquelas classificadas como perda remota não requerem reconhecimento contábil nem divulgação.

n. Estimativas contábeis

As estimativas contábeis são determinadas pela Administração, considerando fatores e premissas estabelecidas com base em julgamento. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem as provisões para ajuste dos ativos ao valor provável de realização ou recuperação, as provisões para créditos de liquidação duvidosa, as provisões para contingências, marcação a mercado de instrumentos financeiros, estimativas de realização dos tributos diferidos, entre outros. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores divergentes em razão de imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. Pelo menos semestralmente é realizada revisão das estimativas e premissas.

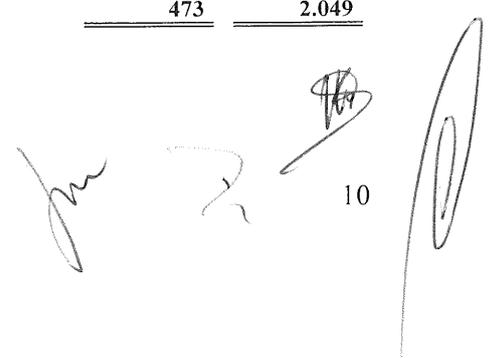
o. Lucro por ação

O lucro líquido por ação está calculado em reais com base na quantidade de ações em circulação em 31 de dezembro de 2018 e de 2017.

4 Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de dezembro de 2018, o caixa e equivalentes de caixa estavam assim compostos:

	2018	2017
Caixa	4	13
Depósitos Bancários	469	2.036
Total	473	2.049

Handwritten signatures and a stamp are present at the bottom right of the page. One signature is clearly visible, and there is a circular stamp with some illegible text inside. The number '10' is written below the stamp.

5 Títulos e valores mobiliários

a. Carteira Própria - Composição

A carteira de títulos é administrada pelo Banco do Estado do Rio Grande do Sul S.A.

Do total aplicado em 31 de dezembro de 2018, o valor de R\$ 7.384 (R\$ 2.769 em 2017) refere-se aos recursos a serem repassados aos Fundos de Desenvolvimento do Estado do Rio Grande do Sul, cuja obrigação está contabilizada conforme descrito na nota 19. A gestão financeira desses recursos é realizada pelo Badesul, conforme descrito na nota 28b.

	Curto Prazo		Longo Prazo	
	2018	2017	2018	2017
Letras Financeiras do Tesouro	639.910	644.009	-	-
Cotas de Fundos de Renda Fixa	46.959	19.529	-	-
Cotas de Fundos em Participações (i)	1.313	-	13.170	9.768
(-) Provisão para desvalorização de títulos livres	(85)	(144)	-	-
Total	688.097	663.394	13.170	9.768

- (i) São fundos mútuos de investimento em empresas emergentes e inovadoras destinados à aplicação em carteira diversificada de valores mobiliários de emissão dessas empresas, cujo prazo é de dez anos com período de maturação dos investimentos em torno de seis anos. Esses fundos são administrados por instituições privadas. As cotas destes fundos são avaliadas pelos valores divulgados pelo respectivo administrador na data base do Balanço. Em 31/12/18 essas aplicações estavam assim compostas:

Fundo	Instituição	Quantidade de	Quantidade de	Saldo
		Cotas	Cotas	
	Administradora	Subscritas	Integralizadas	Contábil
CRP Empreendedor	CRP Companhia de Participações	10.000	5.387	7.307
CRIATEC II	Lions TrustAdmin. de Recursos Ltda	10.000	5.780	4.338
CRIATEC III	Lions TrustAdmin. de Recursos Ltda	10.000	2.336	1.525
Total		30.000	13.503	13.170

b. Carteira própria - Valor de mercado

	2018		2017	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Letras financeiras do tesouro	639.825	639.825	643.865	643.865
Cotas de fundos de renda fixa	48.272	48.272	19.529	19.529
Cotas de fundos em participações	13.170	12.504	9.768	17.110
Total	701.267	700.601	673.162	680.504



O valor de mercado, exceto para as cotas de fundos de investimento, é calculado com base em preços unitários disponibilizados pela Associação Brasileira das Entidades de Mercado Financeiro e de Capitais - ANBIMA para o mercado secundário desses títulos. Para as cotas de fundos de investimento financeiro o valor das aplicações é atualizado com base no valor da cota divulgada na CVM, já para os fundos de investimento em participações o valor de mercado é estimado com base no valor justo dos ativos investidos na proporção investida.

6 Operações de crédito

a. Composição por tipo de operação

	<u>Curto Prazo</u>		<u>Longo Prazo</u>	
	2018	2017	2018	2017
Financiamentos	289.369	297.988	828.200	963.615
Financiamentos rurais e agroindustriais	197.370	207.178	795.174	921.167
Financiamentos infraestrutura e desenvolvimento	51.594	62.070	91.584	89.580
Total	538.333	567.236	1.714.958	1.974.362

b. Composição da carteira por vencimento (parcelas)

	2018	2017
Vencidos	<u>46.863</u>	<u>38.673</u>
Até 60 dias	13.500	15.662
De 61 a 180 dias	13.286	13.539
Acima de 180 dias	20.077	9.472
Vincendas	<u>2.206.428</u>	<u>2.502.925</u>
Até 180 dias	240.328	259.156
De 181 a 360 dias	251.142	269.407
Acima de 360 dias	1.714.958	1.974.362
Total	2.253.291	2.541.598

c. Composição da carteira por setor de atividade

	2018	2017
Setor Público Municipal	<u>153.635</u>	<u>168.030</u>
Administração direta	149.833	163.396
Outros serviços	3.802	4.634
Setor Privado	<u>2.099.656</u>	<u>2.373.568</u>
Pessoa física	2.183	2.760
Indústria	686.510	841.010
Comércio	120.178	130.737
Outros serviços	298.241	270.716
Rurais	<u>992.544</u>	<u>1.128.345</u>
Total	<u><u>2.253.291</u></u>	<u><u>2.541.598</u></u>

d. A composição da carteira de crédito está distribuída nos seguintes níveis de risco

Classificação nível de risco	2018							
	Total das operações de crédito		Provisão Resolução CMN/BACEN		Provisão adicional		Provisão total	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
AA	479.176	21,27	-	-	-	-	-	-
A	694.379	30,81	3.472	0,5	-	-	3.472	0,50
B	506.486	22,48	5.065	1,0	-	-	5.065	1,00
C	224.720	9,97	6.742	3,0	-	-	6.742	3,00
D	68.004	3,02	6.800	10,0	-	-	6.800	10,00
E	25.998	1,15	7.799	30,0	-	-	7.799	30,00
F	6.799	0,30	3.399	50,0	-	-	3.399	50,00
G	24.484	1,09	17.139	70,0	-	-	17.139	70,00
H	223.245	9,91	223.245	100,00	-	-	223.245	100,00
Total	<u><u>2.253.291</u></u>	<u><u>100,00</u></u>	<u><u>273.661</u></u>	<u><u>-</u></u>	<u><u>-</u></u>	<u><u>-</u></u>	<u><u>273.661</u></u>	<u><u>-</u></u>

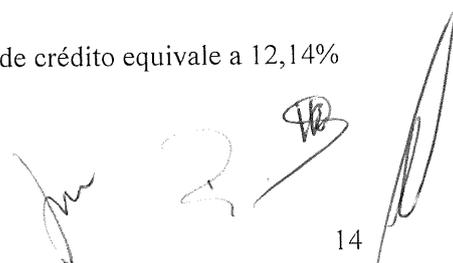
2017								
Classificação nível de risco	Total das operações de crédito		Provisão Resolução BACEN		Provisão adicional		Provisão total	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
AA	492.106	19,36	-	-	1.466	0,29	1.466	0,29
A	863.235	33,97	4.316	0,5	427	0,04	4.743	0,54
B	630.562	24,81	6.306	1,0	1.609	0,25	7.915	1,25
C	236.568	9,31	7.097	3,0	3.382	1,42	10.479	4,42
D	106.301	4,18	10.630	10,0	7.202	6,77	17.832	16,77
E	93.065	3,66	27.920	30,0	20.445	21,96	48.365	51,96
F	19.059	0,75	9.530	50,0	8.322	43,66	17.852	93,66
G	30.807	1,21	21.565	70,0	9.242	29,99	30.807	99,99
H	69.895	2,75	69.895	100,00	-	-	69.895	100,00
Total	2.541.598	100,00	157.259	-	52.095	-	209.354	-

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente para cobertura do risco de crédito das operações ativas existentes na data base destas demonstrações financeiras. Em 2018 o montante de provisão que havia reconhecido a título de provisão adicional foi absorvido por reclassificação de algumas operações para pior nível de risco, sendo mantido provisionado valor equivalente ao mínimo regulamentado na Resolução CMN nº 2.682, de 21 de dezembro de 1999. As operações classificadas de um mesmo cliente com montante de saldo superior a R\$ 50.000,00 são avaliadas periodicamente e têm seu conceito ratificado ou modificado segundo as regras de avaliação. As operações de clientes de saldo inferior a R\$ 50.000,00 têm provisão constituída pelo seu nível de risco apurado na contratação, recalculado pelo nível de atraso dos contratos. O conjunto de operações de um mesmo cliente tem seu provisionamento balizado pela operação de pior risco.

e. Movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa

	2018	2017
Saldo Inicial	209.354	362.997
Adições / (Reversões) líquidas	171.480	122.708
Baixa por transferência a prejuízo	(107.173)	(276.351)
Saldo Final	273.661	209.354

Em 31 de dezembro de 2018 o saldo da provisão em relação à carteira de crédito equivale a 12,14% (8,24% em 2017).



14

f. Concentração dos maiores tomadores de crédito

	2018		2017	
	Valor	% Carteira	Valor	% Carteira
Maior	67.484	2,99	69.940	2,75
10 maiores seguintes	284.438	12,62	312.381	12,29
20 maiores seguintes	271.284	12,04	320.227	12,60
Demais	1.630.085	72,35	1.839.050	72,36
Total	2.253.291	100,00	2.541.598	100,00

g. Garantias

Em garantia ao risco de crédito de suas operações, o Badesul detém a seu favor, alternativamente ou cumulativamente, garantias reais de hipotecas e penhores, alienação fiduciária, avais e fianças, vinculação de recursos como reserva irrevogável de formas de pagamento provenientes de recebíveis, garantia complementar de fundos e quotas parte de ICMS nas operações com prefeituras.

h. Valores baixados a prejuízo

No exercício de 2018 foi baixado a prejuízo o montante de R\$ 107.173 (R\$ 276.351 em 2017), em cumprimento ao que dispõe a Resolução CMN nº 2.682 de 21/12/1999, compreendendo as operações de crédito classificadas no nível de risco "H" por período superior a seis meses.

O saldo acumulado, em 31 de dezembro de 2018, dessas operações baixadas a prejuízo e controladas pelo valor histórico em contas de compensação está representado por R\$557.994 (R\$ 558.498 em 2017). Em 2018 foi baixado do saldo de prejuízo o montante de R\$ 491, referente perda de valor contábil decorrente do registro de acordos em processos de recuperação judicial (Em 2017 R\$ 23).

As recuperações de valor contábil, por recebimento e renegociação, das operações de crédito baixadas a prejuízo foram reconhecidas como Receitas de Recuperação de Créditos e atingiram, no exercício, o montante de R\$ 107.186 (R\$ 49.302 em 2017).

7 Outros créditos - avais e fianças honrados

a. Composição do saldo

	2018	2017
Créditos por avais e fianças honradas	1.137	-
(-) Provisão para outros créditos de liquidação duvidosa	(1.137)	-
Total	-	-

15

b. Movimentação da provisão para outros créditos de liquidação duvidosa

	2018	2017
Saldo Inicial	-	1.693
Adições / (Reversões) líquidas	11.788	8.144
Baixa por transferência a prejuízo	(10.651)	(9.837)
Total	1.137	-

c. Valores baixados a prejuízo

No exercício de 2018 foi baixado a prejuízo o montante de R\$ 10.651 (R\$ 9.837 em 2017), em cumprimento ao que dispõe a Resolução CMN nº 2.682 de 21/12/1999, compreendendo outros créditos (cartas fiança honradas) classificados no nível de risco "H" por período superior a seis meses.

O saldo acumulado, em 31 de dezembro de 2018, dessas operações baixadas a prejuízo e controladas pelo valor histórico em contas de compensação está representado por R\$ 13.872 (R\$ 15.287 em 2017).

As recuperações de valor contábil, por renegociação, das cartas fiança honradas baixadas a prejuízo foram reconhecidas como Receitas de Recuperação de Créditos e atingiram, no exercício, o montante de R\$ 12.066 (em 2017 não ocorreram recuperações).

8 Outros créditos - rendas a receber

	Curto Prazo		Longo Prazo	
	2018	2017	2018	2017
Comissões por coobrigações a receber/carta fiança	1.444	1.334	81	125
Taxas de administração de fundos estaduais de Desenvolvimento	4.840	2.883	-	-
Total	6.284	4.217	81	125

9 Outros créditos – diversos - créditos tributários de impostos e contribuições

A Administração do Badesul, tendo por base estudo técnico conforme requerido pelo Banco Central do Brasil, realiza reconhecimento de créditos tributários decorrentes de diferenças temporárias. Foram constituídos créditos tributários decorrentes de provisão para crédito de liquidação duvidosa, de rendas de atraso de contratos de operações de crédito, de provisão para perdas decorrentes de ações trabalhistas, de passivos atuariais e de provisão para perdas com coobrigações assumidas, ambas passíveis de realização no período máximo de dez anos.

O reconhecimento contábil leva em consideração a realização provável desses créditos tributários a partir de resultados futuros projetados com base em premissas internas, que, devido às incertezas que permeiam projeções desta natureza, essas podem não se concretizar, por isso são realizadas revisões do estudo técnico semestralmente.

Foram reconhecidos os créditos tributários decorrentes das diferenças temporárias julgadas relevantes. Todos os procedimentos foram adotados conforme requisitos estabelecidos na Resolução CMN nº 3.355, de 31 de março de 2006 e na Circular BACEN nº 3.171, de 30 de dezembro de 2002, incluindo a geração de lucros tributáveis em pelo menos três dos últimos cinco exercícios.

a. Composição do saldo dos créditos tributários

	Curto Prazo		Longo Prazo		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ativo fiscal diferido - IRPJ	39.431	42.499	114.060	94.914	153.491	137.413
Ativo fiscal diferido - CSLL	23.659	34.000	68.436	56.948	92.095	90.948
Total	63.090	76.499	182.496	151.862	245.586	228.361

Os créditos tributários diferidos ativos apresentados em 31 de dezembro de 2018 são resultantes da aplicação das alíquotas fiscais sobre o saldo das diferenças temporárias, que foram as seguintes: de 25% para o imposto de renda e de 15% para a contribuição social. A contribuição social era apurada à alíquota de 20% até o exercício de 2018, tendo sido alterada para 15% a partir do exercício de 2019 levando em conta o disposto na Lei nº 13.169 de 06 de outubro de 2015.

b. Composição das diferenças temporárias e respectivos tributos

Diferenças Temporárias	Saldo projetado para realização Em até dez anos	2018	
		Créditos Tributários IRPJ	Créditos Tributários CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	424.938	106.234	63.741
Rendas de atraso	107.264	26.816	16.090
Provisão para perdas com ações trabalhistas	64.179	16.045	9.627
Provisão para passivos atuariais	10.493	2.623	1.574
Provisão para perdas com coobrigações	7.091	1.773	1.063
Total	613.965	153.491	92.095

Diferenças Temporárias	2017		
	Saldo projetado para realização Em até dez anos	Créditos Tributários IRPJ	Créditos Tributários CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	407.732	101.933	68.016
Rendas de atraso	62.770	15.693	10.757
Provisão para perdas com ações trabalhistas	51.173	12.793	7.685
Provisão para passivos atuariais	12.422	3.105	1.896
Provisão para perdas com coobrigações	15.555	3.889	2.594
Total	549.652	137.413	90.948

c. Movimentação do saldo dos créditos tributários

	2018			2017
	IRPJ	CSLL	Total	Total
Saldo inicial	137.413	90.948	228.361	255.167
Adições				
- Resultado	24.298	9.990	34.288	-
- Patrimônio líquido	76	45	121	344
Reversões/Baixas				
- Resultado	(7.761)	(8.568)	(16.329)	(27.150)
- Patrimônio líquido	(534)	(321)	(855)	-
Total	153.492	92.094	245.586	228.361

d. Período estimado de realização dos créditos tributários reconhecidos

Ano de Realização	2018			
	Diferenças Temporárias	IRPJ	CSLL	Total
2019	157.725	39.431	23.659	63.090
2020	165.121	41.280	24.768	66.048
2021	137.836	34.459	20.676	55.135
2022	35.416	8.854	5.312	14.166
Acima de 2023	117.867	29.467	17.679	47.146
Total	613.965	137.413	92.095	245.586

Ano de Realização	2017			
	Diferenças Temporárias	IRPJ	CSLL	Total
2018	169.996	42.500	34.000	76.500
2019	167.142	41.786	25.071	66.857
2020	112.437	28.109	16.865	44.974
2021	12.566	3.141	1.885	5.026
Acima de 2022	87.511	21.877	13.127	35.004
Total	549.652	137.413	90.948	228.361

e. Valor presente dos créditos tributários reconhecidos

De acordo com o estabelecido no inciso V do artigo 3º da Circular nº 3.171 emitida pelo Banco Central do Brasil, o valor presente dos créditos tributários, calculado considerando a taxa média de captação de 2,25%, está representado por R\$143.202 (R\$ 127.893 em 2017) referentes ao imposto de renda e R\$ 85.920 (R\$ 85.015 em 2017) referentes à contribuição social.

f. Créditos tributários não reconhecidos

Para fins de divulgação, foram estimados os valores de créditos tributários não reconhecidos, os quais representam em 31 de dezembro de 2018, R\$ 458 (R\$ 14.071 em 2017) relativos ao Imposto de Renda e R\$ 275 (R\$ 8.515 em 2017) relativos à Contribuição Social.

10 Outros créditos – diversos - devedores por compra de valores e bens

O saldo apresentado ao final do exercício refere-se ao valor financiado por venda a prazo de imóvel recebido em dação em pagamento de operação de crédito.

	Curto Prazo		Longo Prazo	
	2018	2017	2018	2017
Devedores por compra de valores e bens	1.087	1.001	543	1.501
(-) Provisão para devedores por compra de valores e bens	(5)	-	(3)	-
Total	1.082	1.001	540	1.501

11 Outros créditos – diversos – impostos e contribuições a compensar

	2018	2017
Antecipações de IRPJ não compensadas no próprio exercício	3.025	2.782
Antecipações de CSLL não compensadas no próprio exercício	164	1.179
Total	3.189	3.961

12 Imobilizado de uso

Em 31 de dezembro de 2018 o imobilizado de uso apresenta a seguinte composição, tendo sido adotada a prática contábil descrita na nota 3g:

	Taxa de depreciação % ao ano	2018		2017	
		Custo	Depreciação Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imóveis de uso	3,33	35.074	(7.444)	27.630	28.616
Instalações, móveis e equipamentos	10	4.351	(4.042)	309	656
Sistema de processamento de dados	20	2.937	(2.761)	176	212
Outros	10	116	(100)	16	23
Total		42.478	(14.347)	28.131	29.507

13 Obrigações por repasse do país - Instituições oficiais

Os recursos internos para repasses representam, basicamente, captações de Instituições Oficiais (BNDES, FINAME, FINEP, CEF e FUNGETUR). Essas obrigações têm vencimentos mensais, exceto determinadas obrigações decorrentes de repasses para financiamentos rurais que tem vencimentos semestrais e anuais. Os encargos financeiros incidentes sobre obrigações por repasses são: (a) nas operações pós-fixadas de 0,50% ao ano a 7,70% ao ano, além das variações dos indexadores (TLP, TJLP, Dólar, Cesta de Moedas, SELIC, UPRD-P, IPCA, IPCA-M e INPC), e, (b) nas operações pré-fixadas de 0,50% ao ano até 14,24% ao ano.

Os saldos estão sumariados da seguinte forma:

	2018		2017		Total obrigações
	Até 3 meses	De 3 até 12 meses	Total Circulante	Acima de 12 meses	
BNDES	58.151	171.728	229.879	861.745	1.091.624
CEF	489	1.520	2.009	23.823	25.832
FINAME	49.054	190.535	239.589	753.860	993.449
FINEP	545	1.960	2.505	16.006	18.511
OUTRAS INSTITUIÇÕES	-	203	203	10.022	10.225
Total	108.239	365.946	474.185	1.665.456	2.139.641

	2017		2016		Total obrigações
	Até 3 meses	De 3 até 12 meses	Total Circulante	Acima de 12 meses	
BNDES	59.074	197.288	256.362	990.267	1.246.629
CEF	455	1.417	1.872	25.832	27.704
FINAME	48.685	188.105	236.790	980.980	1.217.770
FINEP	504	1.549	2.053	9.799	11.852
Total	108.718	388.359	497.077	2.006.878	2.503.955

14 Outras obrigações – Sociais e estatutárias

O saldo em 31 de dezembro de 2018, no valor de R\$ 1.181, refere-se à participação nos lucros e resultados - PLR, apurada de acordo com o disposto na Convenção Coletiva de Trabalho da FENABAN e no Acordo Coletivo de Trabalho assinado pelo Badesul para os exercícios de 2018/2019.

15 Outras obrigações – fiscais e previdenciárias

	2018	2017
Impostos e contribuições sobre o lucro a pagar	1.641	-
Impostos e contribuições sobre serviços de terceiros	96	111
Impostos e contribuições sobre salários	1.139	1.091
PIS, COFINS, ISSQN	504	619
Total	3.380	1.821

16 Outras obrigações – diversas - provisão para contingências

Natureza	Movimentação 2018			
	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	Saldo Final
Trabalhista (a)	56.255	8.526	(602)	64.179
Cível (b)	304	877	-	1.181
Provisão FGI (vide nota 25i)	1.013	-	(445)	567
Total	57.572	9.403	(1.047)	65.928

Natureza	Movimentação 2017			
	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	Saldo Final
Trabalhista (a)	70.199	4.144	(18.088)	56.255
Cível (b)	181	202	(79)	304
Provisão FGI (vide nota 25i)	8.081	-	(7.068)	1.013
Outras provisões	78	1	(79)	-
Total	78.539	4.347	(25.314)	57.572

Os critérios de quantificação das contingências são adequados às características específicas das carteiras cíveis, trabalhistas e fiscais, bem como outros riscos.

a. Ações trabalhistas

A apuração da provisão é realizada periodicamente a partir da determinação do valor do pedido e da probabilidade de perda, que, por sua vez, é estimada conforme as características de fato e de direito relativas àquela ação. Os valores considerados de perda provável são objeto de provisão contábil. As adições ocorridas no exercício de 2018 decorreram de novas ações impetradas e de atualização financeira de todos os processos, cuja probabilidade de perda foi julgada provável.

As contingências têm relação com processos em que se discutem pretensos direitos trabalhistas, relativos à legislação trabalhista específica da categoria profissional tais como horas extras, equiparação salarial, reintegração, adicional de transferência, complemento de aposentadoria e outros.

Em 31 de dezembro de 2018 existiam 60 (71 em 2017) ações envolvendo risco de perda possível que representavam o valor de R\$ 23.397 (R\$ 22.962 em 2017).

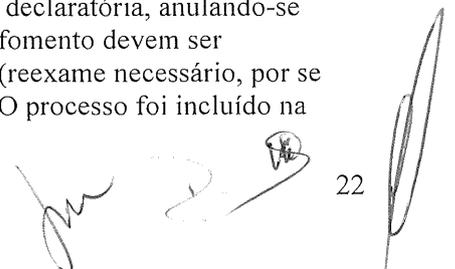
b. Ações cíveis

Processos cíveis: a apuração é realizada periodicamente, a partir da determinação do valor do pedido e da probabilidade de perda, que, por sua vez, é estimada conforme as características de fato e de direito relativas àquela ação. Os valores considerados de perda provável são objeto de provisão contábil.

As contingências são em geral decorrentes de pedidos de reparação por danos morais ou materiais. Em 31 de dezembro de 2018 existiam 170 (170 em 2017) ações envolvendo risco de perda possível que representam o valor de R\$ 48.907 (R\$ 39.414 em 2017).

c. Ações Fiscais

- (i) Em 23 de dezembro de 2013 a Receita Federal do Brasil expediu dois autos de infração, para PIS e COFINS, respectivamente, cujo montante apurado com juros e multa foi R\$ 68.655 compreendendo o período de 2009 a 2011, compostos pelos valores originais atualizados acrescidos das multas de ofício. No entendimento do fisco as agências de fomento, no caso o Badesul, não poderiam apurar o PIS e a COFINS por meio do método cumulativo e sim pelo não cumulativo. Vencidas as etapas de recursos no âmbito administrativo, em abril de 2017, o Badesul ajuizou ação anulatória de débito fiscal contra a União Federal, tombada sob o número 5018084-59.2017.4.04.7100, com probabilidade de perda possível e estimativa de perda atualizada para R\$ 99.251 (R\$ 96.212 em 31/12/2018). Avalia-se a perda como possível visto as evidências indicarem ser o Badesul equiparado à instituição financeira desde sua criação, ou seja, desde antes da vigência da Lei Federal nº 12.715/2012, que positivou expressamente a equiparação de agências de fomento a instituições financeiras/bancos de desenvolvimento, para fins de tributação federal, tendo, portanto, o direito de recolher PIS/COFINS na sistemática cumulativa da Lei Federal nº 9.718 de 27 de novembro de 1998, justamente por ser equiparada a instituição financeira. Em setembro de 2017 sobreveio sentença de 1º grau, que julgou integralmente procedente pedido formulado na ação anulatória c/c declaratória, anulando-se integralmente o crédito tributário por entender que as agências de fomento devem ser equiparadas a instituições financeiras. A União apelou da decisão (reexame necessário, por se tratar de ente público) e o Badesul apresentou suas contrarrazões. O processo foi incluído na



pauta de julgamento do Tribunal Regional Federal da 4ª Região do dia 02/10/2018. Na sessão de julgamento, o desembargador relator entendeu por dar parcial provimento à Apelação da União, reconhecendo apenas o direito ao creditamento de PIS/COFINS pelo Badesul. No entanto, um dos desembargadores, membro da câmara, pediu vista do processo. Ao ser reincluído na pauta de julgamento do dia 11/12/2018, o desembargador que havia pedido vista do processo deu parcial provimento à Apelação da União em menor extensão, reformando a sentença apenas em relação aos honorários de sucumbência. Na sequência, outro desembargador, membro da câmara, pediu vista do processo. No momento, aguarda-se nova inclusão em pauta de julgamento. A título de divulgação informa-se que Associação Brasileira de Instituições Financeiras de Desenvolvimento – ABDE, em 2010, ajuizou ação coletiva que versa sobre esse tema.

- (ii) Execução fiscal ajuizada pelo Município de Charqueadas referente a cobrança de IPTU e Taxa de Lixo de imóvel em nome da extinta Caixa Econômica Estadual. O Badesul apresentou defesa no sentido de esclarecer que os imóveis da extinta Caixa Econômica Estadual passaram a ser de propriedade do Estado do RS, portanto, não tendo sido transferidos para esta Agência de Fomento. O processo, de número 0001141-85.2018.8.21.0156, se encontra em tramitação, pendente de julgamento pelo juízo. O valor estimado dessa contingência é R\$ 3.

d. Devedores por depósitos em garantia

	2018	2017
Ações cíveis	235	68
Ações trabalhistas	25.371	24.189
Ações tributárias	26	25
Total	25.632	24.282

17 Outras obrigações – diversas - provisão para garantias financeiras prestadas

Natureza	Movimentação 2018			Saldo Final
	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	
Outras fianças bancárias - cartas fiança (veja nota 25ii)	17.072	9.416	(19.397)	7.091
Total	17.072	9.416	(19.397)	7.091

Natureza	Movimentação 2017			Saldo Final
	Saldo Inicial	Adições	Baixas/ Reversões	
Outras fianças bancárias - cartas fiança	25.558	10.793	(19.279)	17.072
Total	25.558	10.793	(19.279)	17.072

18 Outras obrigações – diversas - passivos atuariais

	Curto Prazo		Longo Prazo	
	2018	2017	2018	2017
Passivo c/plano de previdência complementar (c)	-	-	6.326	9.312
Passivo c/planos de saúde (d)	-	-	2.264	2.369
Passivo c/prêmio por aposentadoria (e) (*)	832	658	1.071	1.579
Total	832	658	9.661	13.260

(*) Para efeito de publicação o saldo referente à provisão para prêmio por aposentadoria está segregado em curto e longo prazo, considerando a data esperada de elegibilidade de aposentadoria pelo critério do INSS (vide nota 18e).

a. Composição do passivo atuarial líquido

Para 31 de dezembro de 2018 foi procedida, por atuário independente, nova avaliação atuarial dos planos de benefício pós-emprego. Segue demonstração da posição do passivo atuarial líquido.

	Planos de Previdência Complementar					
	Plano	Plano	Plano	Plano	Plano de	Prêmio de
	PB1	saldado	FBPREV I	FBPREV II	saúde	aposentadoria
	(c.i)	(c.ii)	(c.iii)	(c.iv)	(d)	(e)
Movimentação da Posição Líquida do Balanço	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018
Valor presente das obrigações atuariais	23.439	11.756	362	15.182	5.521	1.903
Valor justo dos ativos do plano	(17.920)	(10.987)	(324)	(16.001)	(3.257)	-
Efeito do teto de ativos e passivos adicionais	-	-	-	819	-	-
Valor presente das obrigações a descoberto	5.519	769	38	-	2.264	1.903
Passivo atuarial líquido	5.519	769	38	-	2.264	1.903

	Planos de Previdência Complementar					
	Plano	Plano	Plano	Plano	Plano de	Prêmio de
	PB1	saldado	FBPREV I	FBPREV II	saúde	aposentadoria
	(c.i)	(c.ii)	(c.iii)	(c.iv)	(d)	(e)
Movimentação da Posição Líquida do Balanço	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017
Valor presente das obrigações atuariais	25.247	11.207	280	14.258	5.192	2.237
Valor justo dos ativos do plano	(17.786)	(9.356)	(282)	(14.985)	(2.823)	-
Efeito do teto de ativos e passivos adicionais	-	-	2	727	-	-
Valor presente das obrigações a descoberto	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237
Passivo atuarial líquido	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237

b. Movimentação do passivo atuarial reconhecido

Movimentação no exercício

	Planos de Previdência Complementar					
	Plano	Plano	Plano	Plano	Plano de	Prêmio de
	PBI	saldado	FBPREV I	FBPREV II	saúde	aposentadoria
	(c)	(e)	(c)	(c)	(d)	(e)
Passivo Atuarial em 31 de dezembro de 2017	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237
Despesa (receita) reconhecida no resultado	(1.021)	64	70	28	(95)	(299)
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	(921)	(1.146)	(32)	(28)	(10)	-
Baixa por aposentadoria	-	-	-	-	-	(35)
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2018	5.519	769	38	-	2.264	1.903

	Planos de Previdência Complementar					
	Plano	Plano	Plano	Plano	Plano de	Prêmio de
	PBI	saldado	FBPREV I	FBPREV II	saúde	aposentadoria
	(c)	(e)	(c)	(c)	(d)	(e)
Passivo Atuarial em 31 de dezembro de 2016	8.933	1.238	41	762	1.742	2.574
Despesa (receita) reconhecida no resultado	(2.261)	(46)	65	129	(84)	102
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	789	659	(106)	(891)	711	-
Baixa por aposentadoria	-	-	-	-	-	(439)
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2017	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237

Movimentação no segundo semestre

	Planos de Previdência Complementar					
	Plano	Plano	Plano	Plano	Plano de	Prêmio de
	PBI	saldado	FBPREV I	FBPREV II	saúde	aposentadoria
	(c)	(e)	(c)	(c)	(d)	(e)
Passivo Atuarial em 30 de junho de 2018	6.038	1.888	33	14	2.302	2.275
Despesa (receita) reconhecida no resultado	402	27	37	14	(28)	(372)
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	(921)	(1.146)	(32)	(28)	(10)	-
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2018	5.519	769	38	-	2.264	1.903

[Handwritten signatures and marks]

	Planos de Previdência Complementar					Prêmio de aposentadoria (e)
	Plano PB1 (c)	Plano saldado (c)	Plano FBPREV I (c)	Plano FBPREV II (c)	Plano de saúde (d)	
	Passivo Atuarial em 30 de junho de 2017	7.803	1.215	73	826	
Despesa (receita) reconhecida no resultado	(1.131)	(23)	33	65	(42)	118
(Ganho)/Perda reconhecidos em outros resultados abrangentes	789	659	(106)	(891)	711	-
Passivo (Ativo) atuarial líquido em 31 de dezembro de 2017	7.461	1.851	-	-	2.369	2.237

c. Planos de previdência complementar

O Badesul é co-patrocinador da Fundação BANRISUL de Seguridade Social, cuja principal finalidade é a de manter os planos de aposentadorias e pensões, os quais seguem discriminados abaixo:

- (i) Plano de Benefícios I (PB1): É do tipo "benefício definido" oferecido aos empregados oriundos do BANRISUL admitidos pelo Badesul por meio de sucessão trabalhista, e a sua avaliação é realizada em conformidade com a legislação específica, é procedida por atuário independente. O regime atuarial de apuração do custo e contribuições do plano é o de capitalização coletiva. Os participantes contribuem com taxas variáveis conforme as faixas salariais. Este plano de benefícios está fechado para novas adesões. Tendo em vista que este plano apresentou déficits recorrentes (desde 2009), foi firmado Termo de Ajustamento de Conduta - TAC entre a Fundação Banrisul de Seguridade Social - FBSS e os respectivos patrocinadores, mediante a aprovação do órgão regulador e fiscalizador (PREVIC) em 23/12/2013, contendo as condições para reestruturação deste Plano com a possibilidade de migração espontânea e incentivada dos participantes e assistidos para um plano de benefícios salgado e/ou para um plano de contribuição definida, visando ao equacionamento da situação que se apresentava. O cronograma estabelecido no TAC previu 180 dias para conclusão do processo como um todo. Ao longo do primeiro semestre de 2014 foi operacionalizado o cronograma de eventos estabelecido no TAC, tendo ocorrido o processo de migração voluntária e incentivada dos participantes e assistidos para os novos Planos (Plano de benefícios Saldado e Plano de benefícios FBPREV II), na sua maioria para este último. Permanecem neste Plano 3 participantes ativos, 18 aposentados e 4 pensionistas.
- (ii) Plano de Benefícios Saldado: Criado no primeiro semestre de 2014 para migração dos beneficiários do Plano PB1. É do tipo "benefício definido" e sua avaliação é procedida por atuário independente. Sendo este um plano salgado, não há apuração de custos e, conseqüentemente, contribuições normais. Poderá haver, porém, contribuições extraordinárias, caso o plano apresente déficit. São beneficiários deste Plano 2 participantes ativos e 7 aposentados.
- (iii) Plano de Benefício FBPREV I: Este plano é estruturado na modalidade "contribuição variável" e foi criado para a adesão de empregados não participantes de outros planos de benefícios da Fundação Banrisul, admitidos antes da data efetiva do plano até 90 dias a contar da data efetiva do plano e para os empregados que foram admitidos na patrocinadora após a data efetiva de acordo com o regulamento do plano. Os benefícios e institutos oferecidos aos empregados são: aposentadoria normal, antecipada e por invalidez, pensão por morte, benefício proporcional, auxílio doença, abono

anual, auxílio funeral e benefício mínimo. São beneficiários deste Plano 67 participantes ativos e nenhum aposentado ou pensionista.

- (iv) Plano de Benefício FBPREV II: Criado no primeiro semestre de 2014 para atender exclusivamente os participantes e assistidos migrados do Plano PB1. É do tipo “contribuição variável” e sua avaliação, em conformidade com a legislação específica é procedida por atuário independente. Os benefícios assegurados por este Plano, na modalidade de “contribuição variável”, abrangem benefícios com características de contribuição definida, que são a aposentadoria normal, auxílio funeral, e, benefícios com características de benefício definido que são: aposentadoria por invalidez, benefício proporcional, auxílio doença, abono anual e pensão por morte. São beneficiários deste Plano 28 participantes ativos e 32 aposentados e 1 pensionista.

d. Plano de saúde

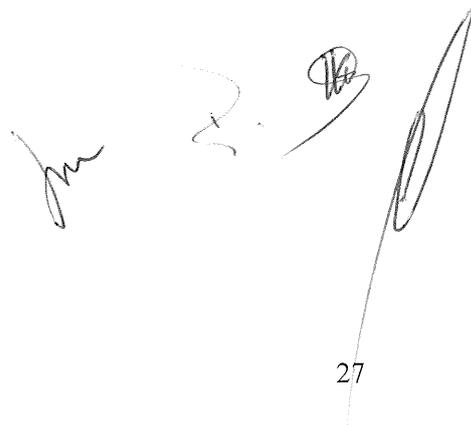
O Plano de Saúde é mantido pela Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul/CABERGS, sendo o custeio estabelecido através de convênio de adesão. O compromisso do patrocinador foi definido projetando-se as futuras despesas assistenciais, tomando como base os custos assistenciais médios por faixa etária, líquidos da coparticipação. Foram avaliados os seguintes planos/programas, que possuem participação do patrocinador pós-emprego: (a) Plano PAM - Plano de assistência Médico-Hospitalar, nas modalidades PAMPA, PAMES; (b) PROMED - Programa Auxílio Medicamento.

e. Prêmio de aposentadoria

Prêmio concedido pelo Badesul aos empregados que se aposentarem em conformidade com o disposto no artigo 82 do regulamento do pessoal do BANRISUL, cujo direito foi mantido aos funcionários transferidos daquele Banco para o Badesul, por sucessão trabalhista, ocorrida em maio de 2002. O benefício equivale a uma remuneração para o empregado que se aposentar com 20 anos de empresa, duas remunerações para quem se aposentar com 25 anos de empresa e cinco remunerações para quem se aposentar com 30 anos de empresa. Em 31/12/2018 havia 32 beneficiários ativos.

f. Principais premissas

As principais premissas econômico-financeiras e demográficas informadas a seguir foram as utilizadas para cálculo nas avaliações atuariais realizadas em 31 de dezembro de 2018 e de 2017.



(i) Para planos de previdência complementar

Premissas/Planos	Planos de previdência complementar							
	Plano PB1 (c.i)		Plano saldaado (c.ii)		Plano FBPREV I (c.iii)		Plano FBPREV II (c.iv)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Taxa real de desconto atuarial	4,87%	5,30%	4,89%	5,33%	4,74%	5,18%	4,84%	5,12%
Taxa real de retorno esperado sobre os Ativos	4,87%	5,30%	4,89%	5,33%	4,74%	5,18%	4,84%	5,12%
Taxa real de crescimento salarial dos empregados ativos	3,04%	3,04%	0,00%	0,00%	6,46%	6,46%	4,28%	4,28%
Taxa real de crescimento dos benefícios do plano durante o recebimento	0,53%	0,53%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fator de capacidade sobre os salários	98%	98%	100%	100%	98%	98%	100%	100%
Fator de capacidade sobre os benefícios	98%	98%	100%	100%	98%	98%	100%	100%
Expectativa de inflação	4,01%	3,96%	4,01%	3,96%	4,01%	3,96%	4,01%	3,96%
Tábua de mortalidade geral	AT-2000 Basic (M/F)	AT-2000 Basic (M/F)	AT-2000 Basic (M/F)	AT-2000 Basic (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)
Tábua de mortalidade de inválidos	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)
Tábua de entrada em invalidez	Light Forte (<60%)	Light Forte (-60%)	Light Fraeca (-60%)	Light Fraeca (-60%)	Light Fraeca (-60%)	Light Fraeca (-60%)	Light Fraeca (-60%)	Light Fraeca (-60%)
Tábua de rotatividade	Experiência Willis Towers Watson Modificada + 0,10	Experiência Willis Towers Watson Modificada + 0,10	Não utilizada	Não utilizada	Experiência Willis Towers Watson Modificada + 0,01	Experiência Willis Towers Watson Modificada + 0,01	Experiência Willis Towers Watson	Experiência Willis Towers Watson
Composição familiar	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real	BaC: 74% casados e y=x-3 BC: Família Real

2018 **2017**

Duration

Plano PB1	10,35 anos	9,88 anos
Plano Saldaado	10,75 anos	10,69 anos
Plano FBPREV I	8,28 anos	8,01 anos
Plano FBPREV II	9,87 anos	7,27 anos

(ii) Para planos de saúde e prêmio de aposentadoria

Premissas/Planos	Plano de saúde (d)		Prêmio por aposentadoria (e)	
	2018	2017	2018	2017
Taxa real de desconto atuarial	4,96%	5,40%	3,33%	3,26%
Taxa real de retorno esperado sobre os Ativos	4,96%	5,40%	3,33%	3,26%
Taxa real de crescimento salarial dos empregados ativos	4,28%	Conforme plano de aposentadoria em que o empregado está vinculado	4,28%	4,28%
HCCTR (real)	3,50%	3,50%	-	-
Fator de capacidade sobre os salários	100,00%	100,00%	100%	100%
Fator de capacidade sobre os benefícios	100,00%	100,00%	100%	100%
Expectativa de inflação	4,01%	3,96%	4,01%	3,96%
Tábua de mortalidade geral	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)	AT-2000 suavizada em 10% (M/F)
Tábua de mortalidade de inválidos	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)	RRB-83 (-50%)
Tábua de entrada em invalidez	Light Forte (-60%)	Light Forte (-60%)	Light Forte (-60%)	Light Forte (-60%)
Tábua de rotatividade	Experiência Willis Towers Watson ajustada experiência patrocinadores + 125%	Experiência Willis Towers Watson ajustada experiência patrocinadores + 125%	Não utilizado	Não utilizado
Composição familiar	Família Efetiva Cadastro	Família Efetiva Cadastro	Não utilizado	Não utilizado

Duration	2018	2017
Plano de saúde	13,94 anos	13,38 anos
Prêmio por aposentadoria	2,04 anos	1,87 anos

(iii) Plano de saúde - custo assistencial

Para fins de avaliação em 31 de dezembro de 2018 os custos dos planos médico-hospitalares foram projetados conforme as despesas médias anuais dos planos por se tratar de planos mutualísticos, sendo que o crescimento das despesas médias foi projetado conforme premissa de HCCTR. Para o programa de auxílio medicamento (PROMED) os custos projetados consideram o perfil das despesas do programa conforme faixa etária dos participantes, dado que o subsídio financeiro oferecido no programa é integralmente custeado pelas mantenedoras conforme despesas efetivamente realizadas pelos ex-empregados vinculados a cada uma.

	Custo médio/Ano (Em Reais)	
	2018	2017
Custo médio PAMES (PAM027)	4.668,31	4.242,29
Custo médio PAMPA (PAM019)	270,43	262,04
Custo FAR200: conforme tabela abaixo	-	-

Faixas Etárias	Custo médio (Em Reais)	
	2018	2017
0 a 17 anos	0,00	0,00
18 a 29 anos	90,08	119,42
30 a 39 anos	96,41	129,75
40 a 49 anos	139,50	157,95
50 a 59 anos	509,61	464,50
60 a 69 anos	765,96	847,37
70 anos ou +	575,58	520,83

g. Análise de sensibilidade

O item 145 do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) dispõe sobre a necessidade de apuração e divulgação de dados da análise de sensibilidade para premissas atuariais significativas. A tabela a seguir apresenta a análise de sensibilidade das premissas atuariais mais relevantes, com variações razoavelmente possíveis na data da avaliação atuarial, para os planos de previdência complementar.

Análise de sensibilidade - impacto nas obrigações apurado em 31 de dezembro de 2018.

	Plano PBI		Plano SALDADO		Plano FBPREV I		Plano FBPREV II	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(1.271)	(5,42)	(607)	(5,17)	(14)	(3,91)	(516)	(3,40)
Redução de 0,5%	1.350	5,76	663	5,64	15	4,19	555	3,66
Expectativa de vida								
Aumento de 1 ano	482	2,06	256	2,18	19	5,17	337	2,22
Redução de 1 ano	(484)	(2,06)	(262)	(2,23)	(17)	(4,68)	(340)	(2,24)
Crescimento salarial								
Aumento de 0,5%	-	-	-	-	14	3,84	408,0	0,00
Redução de 0,5%	-	-	-	-	(13)	(3,62)	(402,0)	0,00

h. Alocação de capital

Segue demonstrada a composição dos Ativos, avaliados a valor justo em 31 de dezembro de 2018.

	Planos de Previdência Complementar			
	Plano Saldado	Plano PBI	Plano FBPREV I	Plano FBPREV II
Caixa e equivalentes de caixa	366	1.613	23	745
Instrumentos patrimoniais	5.955	9.291	172	7.570
Instrumentos de dívida	808	1.333	29	811
Imóveis	291	549	-	220
Fundos de investimento	3.567	5.134	57	6.380
Fundo de oscilação mantido pelo plano	-	-	43	275
Total	10.987	17.920	324	16.001

19 Outras obrigações – diversas - credores diversos

	2018	2017
Financiamentos a liberar para clientes dos fundos administrados (*)	7.384	2.764
Financiamentos a liberar com recursos de fundos públicos federais	42.341	6.059
Cobrança (valores a processar)	635	866
Recebimento dos fundos administrados (*)	-	5
Fornecedores	1.501	1.060
Outras	394	397
Total	52.255	11.151

(*) Os procedimentos de gestão desses recursos estão descritos na nota 28b, que tem como única exceção àquela nota, a escrituração contábil em contas patrimoniais além de em contas de compensação, devido a esses recursos transitarem em conta corrente do Badesul.

20 Patrimônio líquido

a. Capital social

Em 31 de dezembro de 2018 o Capital Social da Instituição no valor de R\$ 756.343 (R\$ 756.343 em 2017), representado por 756.343.248 ações ordinárias nominativas no valor de R\$ 1,00 cada uma, pertencentes integralmente a acionistas domiciliados no País.

b. Reserva de lucros

A reserva legal é constituída por 5% do lucro líquido do exercício, limitada a 20% do capital social, depois da compensação de prejuízos acumulados.

A reserva para incentivos fiscais foi constituída em 30/06/2014 por parcela do lucro líquido decorrente de doações recebidas, conforme regulamentação em vigor. Em 31/12/2014 esta reserva foi revertida tendo em vista não haver lucro suficiente. A proposta da Administração é de que seja constituída esta reserva em exercícios subsequentes quando o lucro, antes de sua distribuição, comportar o valor da parcela referente à doação recebida, visando à manutenção da condição de não tributação da receita reconhecida no exercício de 2014.

c. Dividendos e juros sobre o capital próprio

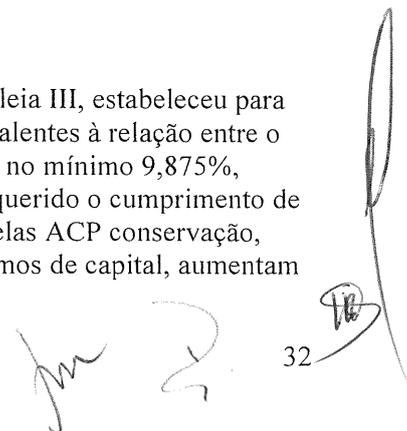
O estatuto social do Badesul prevê distribuição de dividendos aos acionistas até o limite de 6% do lucro líquido do exercício, ajustados nos termos da lei societária, não havendo previsão estatutária para distribuição em períodos intermediários. Não é permitida a distribuição de dividendos antes da absorção de prejuízos acumulados, sendo que, no caso do Badesul, além desta condição deve ser observado o citado na nota “b” acima, a respeito da reserva para incentivos fiscais. No período correspondente a estas demonstrações financeiras não houve distribuição de dividendos nem de juros sobre o capital próprio.

d. Ajustes de avaliação patrimonial

Conforme dispõe a Carta-Circular do BACEN nº 3.729, de 08 de outubro de 2015, são reconhecidos os ajustes de avaliação patrimonial decorrentes de remensurações atuariais e respectivos efeitos tributários, sendo estes os únicos eventos registrados nesta rubrica até esta data.

21 Capital regulamentar

O BACEN, em consonância com as diretrizes do Acordo de Capital – Basileia III, estabeleceu para vigência a partir do exercício de 2016, os índices mínimos de capital equivalentes à relação entre o patrimônio de referência (PR) e os ativos ponderados pelo risco (RWA) de no mínimo 9,875%, reduzindo gradualmente até 8,0% em 01 de janeiro de 2019. Também é requerido o cumprimento de um adicional de capital principal (ACP), que corresponde à soma das parcelas ACP conservação, ACP contracíclico e ACP sistêmico, que em conjunto com os índices mínimos de capital, aumentam



Handwritten signature and initials, including a circled '16'.

as exigências de capital ao longo do tempo. Atualmente, o valor apurado para o ACP conservação e para o ACP contracíclico corresponde a 1,875% respectivamente. O ACP sistêmico não é exigido para as agências de fomento, logo não se aplica ao Badesul. A tabela a seguir demonstra a composição do patrimônio de referência, o patrimônio de referência mínimo requerido e o índice de Basileia, apurados de acordo com as normas do BACEN.

A tabela a seguir demonstra a composição do patrimônio de referência, o patrimônio de referência mínimo requerido e o índice de Basileia, apurados de acordo com as normas do BACEN.

	<u>2018</u>
Exigibilidades para cobertura dos ativos ponderados pelo risco	
De crédito	2.468.856
De mercado	34.787
Operacional	312.348
Ativos Ponderados pelo Risco	<u>2.815.992</u>
Patrimônio de Referência Mínimo Requerido para o RWA	<u>242.879</u>
ACP conservação	52.800
ACP contracíclico	52.800
Patrimônio de Referência	<u>553.975</u>
Margem	<u>205.495</u>
Índice de Basileia	<u>19,67%</u>

	<u>2017</u>
Exigibilidades para cobertura dos ativos ponderados pelo risco	
De crédito	2.615.245
De mercado	5.682
Operacional	401.728
Ativos Ponderados pelo Risco	<u>3.022.655</u>
Patrimônio de Referência Mínimo Requerido para o RWA	<u>279.596</u>
ACP conservação	37.783
ACP contracíclico	37.783
Patrimônio de Referência	<u>539.920</u>
Margem	<u>198.052</u>
Índice de Basileia	<u>17,86%</u>

22 Imposto de renda e contribuição social

	2º Semestre 2018	Exercício 2018	Exercício 2017
Resultado antes da tributação sobre o lucro e participações	9.804	11.322	47.707
Participações no lucro	(2.364)	(2.364)	(2.121)
Efeito das adições e exclusões no cálculo dos tributos	(6.472)	12.295	(35.423)
Diferenças Temporárias	(6.491)	12.153	(35.494)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(26.225)	(23.306)	(26.616)
Rendas a apropriar em atraso	16.281	26.787	19.610
Rendas decorrentes de ganhos em renegociações	3.580	11.493	4.093
Provisões para contingências	(417)	(1.626)	(29.375)
Outras provisões	468	(839)	(2.851)
Depreciação	(178)	(356)	(356)
Diferenças Permanentes	18	142	71
Despesas não dedutíveis	18	142	71
Base de cálculo do IR e CS	968	21.253	10.163
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas de 25% e 20% respectivamente (Nota 3k)	(451)	(9.563)	(4.539)
Incentivos fiscais	20	168	92
Total da provisão para imposto de renda e contribuição social devidos	431	(9.395)	(4.447)
Constituição de créditos fiscais diferidos sobre diferenças temporárias (Nota 9)	(6.833)	17.959	(27.150)
Imposto de renda e contribuição social na demonstração de resultado	(7.264)	8.564	(31.597)

23 Outras despesas administrativas

Segue demonstrada a variação das despesas administrativas.

	2º Semestre 2018	Exercício 2018	Exercício 2017
Água, energia e gás	407	862	714
Comunicação	65	139	145
Manutenção e conservação de bens	726	1.383	1.480
Processamento de dados	2.837	5.607	5.048
Publicidade e propaganda	585	976	957
Serviços do sistema financeiro	404	803	823
Serviços de terceiros	731	1.689	1.844
Serviços técnicos especializados	783	1.840	654
Transporte	20	57	52
Viagem	130	310	334
Emolumentos Cartoriais	39	108	2.116
Depreciação e amortização	715	1.430	1.617
Outras	992	2.359	1.177
Total	8.434	17.563	16.961

 34

24 Outras receitas operacionais

Segue demonstrada a variação das outras receitas operacionais.

	2º Semestre	Exercício	Exercício
	2018	2018	2017
Recuperação de encargos e despesas	69	114	193
Reversão provisão p/planos de benefícios pós-emprego	571	2.062	2.391
Reversão de provisão contingência trabalhista	-	-	16.987
Reversão de provisão contingência civil	-	-	79
Reversão de provisão para perda com garantias financeiras prestadas	10.078	19.397	19.279
Encargos (atualização depósitos judiciais e outros)	555	1.116	1.359
Reversão provisão FGI	-	445	7.068
Honorários de sucumbência	1.174	2.142	-
Outras	156	288	125
Total	12.603	25.564	47.481

25 Outras despesas operacionais

Segue demonstrada a variação das outras despesas operacionais.

	2º Semestre	Exercício	Exercício
	2018	2018	2017
Despesa com provisão p/planos de benefícios pós-emprego	651	809	193
Despesa com provisão p/contingências trabalhistas	5.136	8.526	4.144
Despesa com provisão para contingências cíveis	664	877	202
Despesa com provisão p/garantias financeiras prestadas (ii)	4.025	9.416	10.794
Despesa com programa especial de desligamento incentivado	-	-	437
Outras	176	515	126
Total	10.652	20.143	15.896

- (i) Até 30/06/2016, em atendimento à orientação do Banco Central do Brasil, era reconhecida provisão para contingência na extensão da obrigação assumida sempre que havia adiantamento de honra por parte do Fundo Garantidor para Investimentos (FGI), sendo a mesma ajustada quando da efetiva recuperação do crédito coberto por esse Fundo. Em 2017 foi realizada reversão da provisão mantendo contabilizado somente montante classificado como de perda provável.
- (ii) É reconhecida provisão para cobrir eventuais riscos de desembolsos futuros para honrar cartas fiança concedidas. A metodologia adotada para apuração do valor a reconhecer é a mesma utilizada na mensuração da provisão para créditos de liquidação duvidosa da carteira de crédito ativa. Vide Nota 28a.

26 Transações com partes relacionadas

São consideradas partes relacionadas, para fins desta nota, as seguintes Instituições: Estado do Rio Grande do Sul, Banco do Estado do Rio Grande do Sul, Fundação Banrisul de Seguridade Social, Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul, Diretores, Conselho de Administração e Conselho Fiscal e alta gerência e assessores do Badesul.

	2018		
	(Direitos) Obrigações	Receitas	Despesas
Rendas por administração de fundos (nota 28b)	(4.840)	10.296	-
Contratação de serviços especializados	286	-	604
Remuneração do pessoal chave da administração (*)	-	-	7.894
Ressarcimento de despesas - funcionários cedidos	(41)	-	-
Despesa de pessoal - funcionários adidos	28	-	321
Outros valores a ressarcir	(852)	-	-
FBSS - Fundação Banrisul de Seguridade Social (**)	-	-	2.325
CABERGS – Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul (**)	-	-	1.035

	2017		
	(Direitos) Obrigações	Receitas	Despesas
Rendas por administração de fundos	(2.884)	9.657	-
Contratação de serviços especializados	304	-	315
Remuneração do pessoal chave da administração (*)	-	-	943
Ressarcimento de despesas - funcionários cedidos	(25)	-	-
Despesa de pessoal - funcionários adidos	28	-	158
Outros valores a ressarcir	(615)	-	-
FBSS - Fundação Banrisul de Seguridade Social (**)	-	-	1.981
CABERGS – Caixa de Assistência dos Empregados do Banco do Estado do Rio Grande do Sul (**)	55	-	1.096

(*) Refere-se ao total da remuneração acrescida dos benefícios oferecidos para o pessoal chave da Administração (Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal, e, a partir de política interna instituída no primeiro semestre de 2018, são considerados também como pessoal chave da administração a alta gerência e assessores).

(**) O Badesul é patrocinador de planos de benefícios pós-emprego oferecidos aos seus empregados, os quais são administrados por essas Instituições.

27 Gestão de riscos

A gestão de riscos do Badesul atende às exigências normativas e aos níveis regulatórios. É um processo que envolve identificação e medição dos principais riscos aos quais o Badesul está exposto. O gerenciamento resulta em melhorias nos seus processos internos, com adequações da estrutura

organizacional, de forma a envolver todas as áreas do Badesul em um processo contínuo de otimização da gestão que visa os controles e a mitigação dos riscos. O relatório de gestão de riscos está disponibilizado no sítio www.badesul.com.br.

A partir de fevereiro de 2018 a Resolução CMN nº 4.557 normatiza as estruturas de gerenciamento contínuo e integrado de riscos e de gerenciamento contínuo de capital, revogando as resoluções anteriores.

O Badesul identifica, avalia, monitora e controla a exposição aos riscos, garantindo a existência de mecanismos eficientes para a supervisão e o acompanhamento.

Síntese das ações desenvolvidas no âmbito da gestão de riscos:

Risco de mercado

A política do Badesul é de manter seus ativos financeiros até o vencimento. Desse modo, o Badesul não tem uma carteira de negociação e o seu risco de mercado é significativamente reduzido.

Risco de crédito

O risco de crédito decorre da possibilidade de perdas associadas ao não cumprimento, pelo tomador ou contraparte, de suas respectivas obrigações financeiras nos termos pactuados, da desvalorização de contratos decorrentes da deterioração na classificação de risco e da redução de ganhos ou remunerações face às vantagens concedidas por ocasião de renegociações e aos custos de recuperação. Nesse âmbito, em atendimento às disposições da Resolução CMN nº 2.682, de 21 de dezembro de 1999, existe política definida para a gestão do risco de crédito, com metodologia e procedimentos implantados e descritos em manuais internos, os quais são periodicamente revisados.

Esse é o maior risco ao qual o Badesul está exposto. O monitoramento e controle ocorrem por meio da mensuração dos níveis de exposição de risco das operações e consequentes níveis de provisionamento, além de outros indicadores.

Risco operacional

A Política de Gerenciamento de Risco Operacional definida, revisada periodicamente, contempla a visão gerencial e a cultura de controles, o reconhecimento e avaliação dos riscos, o controle das atividades e segregação de responsabilidades, o processo de informação e comunicação e a necessidade de monitoramento das atividades de controle.

Para apurar a parcela dos requerimentos mínimos de capital referente ao risco operacional foi adotada a Abordagem do Indicador Básico. A parcela RWAOPAD serve como fator de monitoramento deste risco.

Gerenciamento de capital

No Badesul o gerenciamento do capital é realizado a partir do controle e monitoramento da margem, ou da insuficiência de margem, para o Limite de Basileia, apurada a partir da identificação dos requerimentos mínimos de Patrimônio de Referência, Nível I e Capital Principal, e IRRBB (risco da variação das taxas de juros dos instrumentos classificados na carteira bancária).



Risco de Liquidez

Internamente, as políticas de gerenciamento de riscos contemplam o plano de contingência de liquidez. Os principais fatores que influenciam a liquidez, segundo as características operacionais, são a inadimplência, as letras financeiras do tesouro (LFT) e o fluxo de caixa, sendo estes, alvo de monitoramento permanente.

Adicionalmente, a maioria das operações de crédito do Badesul tem taxas “casadas” no ativo e no passivo, decorrente de operações de repasses.

Risco Socioambiental

A Resolução CMN nº 4.327, de 25 de abril de 2014, publicada pelo Banco Central do Brasil, estabelece que as instituições financeiras devem implementar uma política de responsabilidade socioambiental, contemplando diretrizes sobre as ações estratégicas relacionadas à sua governança, inclusive para fins do gerenciamento do risco socioambiental. O risco socioambiental é definido como a possibilidade de ocorrência de perdas para as instituições financeiras, decorrentes de danos socioambientais, que, por sua vez, são relacionados com poluição, danos à saúde humana, segurança, impactos em comunidades e ameaças à biodiversidade.

28 Compromissos e responsabilidades

a. Coobrigações por garantias prestadas

O Badesul concedeu cartas de fiança a mutuários do BNDES e da FINEP, cujos contratos preveem encargos financeiros e contam com garantias constituídas pelos beneficiários, cujo saldo em 31 de dezembro de 2018 está representado por R\$ 26.211 (R\$ 45.442 em 2017).

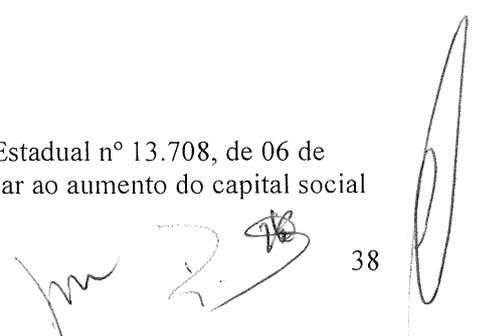
b. Gestão de recursos de terceiros

O Badesul por determinação legal (leis e decretos estaduais) executa a gestão financeira de recursos de diversos Fundos de Desenvolvimento do Estado do RS. Na qualidade de gestora e mandatária desses recursos, conforme estabelecido na legislação de cada Fundo e nos respectivos convênios operacionais, a responsabilidade do Badesul está limitada tão-somente à correta aplicação dos recursos de acordo com os respectivos normativos, correndo o risco de crédito das operações inteiramente por conta do Estado do Rio Grande do Sul.

Os valores correspondentes aos recursos administrados são controlados em contas de compensação, que em 31 de dezembro de 2018, representam o montante de R\$2.618.149 (R\$ 2.975.403 em 2017). Em contrapartida à prestação dos serviços de administração dos recursos o Badesul é remunerado de acordo com critérios estabelecidos nos respectivos convênios operacionais formalizados com as Secretarias de Estado às quais os Fundos estão vinculados. A remuneração, a título de taxa de administração dos Fundos, representou no exercício de 2018 R\$ 10.296 (R\$ 9.657 em 2017).

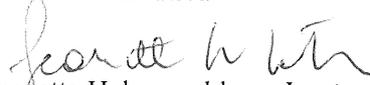
29 Outras Informações

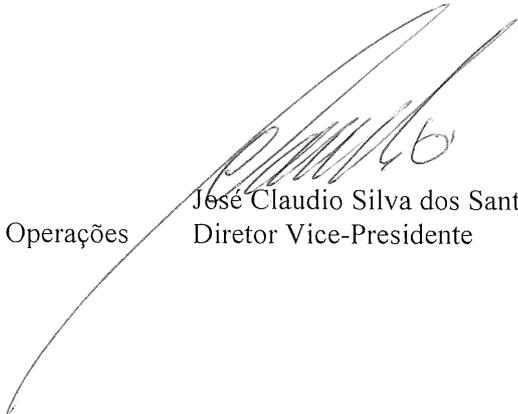
A Lei Estadual nº 11.916, de 02 de junho de 2003, alterada pela Lei Estadual nº 13.708, de 06 de abril de 2011, estabelecia autorização ao Poder Executivo para destinar ao aumento do capital social

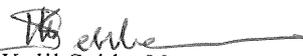


do Badesul o montante equivalente a 30% dos retornos das operações de financiamento do FUNDOPEM. Em 25 de setembro de 2015 foi publicada a Lei Estadual nº 14.744, a qual promoveu alteração na redação da Lei nº 11.916, antes referida, suprimindo o dispositivo autorizativo que havia para a realização de aumentos do capital social do Badesul mediante a utilização dos recursos dos retornos do FUNDOPEM. Resta pendente de capitalização o montante de R\$ 26.735 (valor nominal), que corresponde ao período compreendido entre o último aumento de capital realizado até o mês de setembro de 2015. Ao longo do exercício de 2018 tratativas entre as partes envolvidas evoluíram, visando dar início ao processo de capitalização do Badesul.

Diretoria executiva


Jeanette Halmenschlager Lontra
Diretora Presidente, acumulando a Diretoria de Operações


José Claudio Silva dos Santos
Diretor Vice-Presidente


Kalil Sehbe Neto
Diretor Financeiro,
Responsável pela Área Contábil


Rosane Nunes
Contadora CRC/RS 48702/O-3

BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A.
AGÊNCIA DE FOMENTO/RS
NIRE nº. 43 3 0003872 6
CNPJ nº. 02.885.855/0001-72

PARECER DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A. – AGÊNCIA DE FOMENTO/RS, com base no Relatório dos Auditores Independentes – KPMG Auditores Independentes - e nos esclarecimentos prestados pela Diretoria, aprovou as Demonstrações Financeiras elaboradas em 31/01/2019, compreendendo: Relatório da Administração, Balanço Patrimonial, Demonstração de Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa e as Notas Explicativas referentes ao segundo semestre e exercício de 2018, todas comparativas com o exercício de 2017.

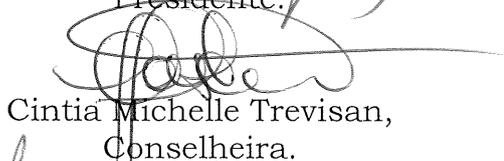
Porto Alegre, 15 de março de 2019.



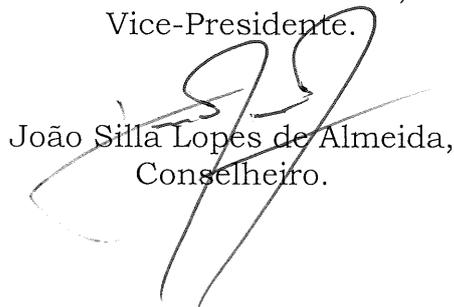
Ricardo Englert,
Presidente.



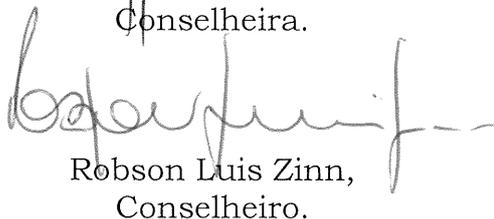
Fernando Luz Lehen,
Vice-Presidente.



Cintia Michelle Trevisan,
Conselheira.



João Silla Lopes de Almeida,
Conselheiro.



Robson Luis Zinn,
Conselheiro.



BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A.
AGÊNCIA DE FOMENTO/RS
NIRE nº. 43 3 0003872 6
CNPJ nº. 02.885.855/0001-72

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do CONSELHO FISCAL BADESUL DESENVOLVIMENTO S.A. – AGÊNCIA DE FOMENTO/RS, no cumprimento de suas atribuições legais e estatutárias, examinaram o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras referentes ao segundo semestre e exercício de 2018, compreendendo as Notas Explicativas, Balanço Patrimonial, Demonstrações de Resultado, das Mutações Patrimoniais e dos Fluxos de Caixa, todas comparativas ao exercício de 2017. Da análise procedida, bem como do acompanhamento efetuado ao longo do período e das considerações apresentadas pelas áreas técnicas e pela Auditoria Interna e do Relatório dos Auditores Externos, o Conselho Fiscal entende que as demonstrações financeiras refletem, adequadamente, a posição patrimonial e econômico-financeira da empresa em 31 de dezembro de 2018.

Porto Alegre, 15 de março de 2019.


Adriana Furlanetto,
Presidente.


Silvio Vares Neto,
Vice-Presidente.


Antonio Guido Classmann,
Conselheiro.

KPMG Auditores Independentes
Rua Arquiteto Olavo Redig de Campos, 105, 6º andar - Torre A
04711-904 - São Paulo/SP - Brasil
Caixa Postal 79518 - CEP 04707-970 - São Paulo/SP - Brasil
Telefone +55 (11) 3940-1500
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

**Ao Conselho de Administração e ao acionista do
Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS**
Porto Alegre - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras do Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS ("Badesul"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o semestre e exercício findos nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira do Badesul Desenvolvimento S.A. - Agência de Fomento/RS em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o semestre e exercício findos nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil - BACEN.

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 a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação ao Badesul, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do semestre. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Principais assuntos de auditoria

Provisão para créditos de liquidação duvidosa	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>Conforme mencionado e demonstrado nas notas explicativas nº 3 (d e e) e 6, as operações de crédito são classificadas em níveis de risco de acordo com o julgamento da Administração, considerando a conjuntura econômica, os riscos específicos em relação as operações, aos devedores e aos garantidores, e a provisão para créditos de liquidação duvidosa é apurada observando os parâmetros estabelecidos pela Resolução nº 2.682 do Conselho Monetário Nacional (CMN). Devido a relevância das operações de crédito e ao grau de julgamento relacionado à definição dos níveis de risco de crédito e do cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa, consideramos este assunto significativo em nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos o desenho dos controles internos julgados como chave e relacionados aos processos internos de aprovação, registro e classificação das operações quanto ao seu nível de risco. Avaliamos a razoabilidade dos julgamentos utilizados pela Administração do Badesul na definição das principais premissas utilizados na atribuição dos níveis de risco de crédito para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa e testamos a exatidão aritmética desse cálculo. Avaliamos, com base em amostragem, se o Badesul atendeu aos requisitos mínimos estabelecidos pela Resolução nº 2.682/1999 do CMN, relacionados a apuração da provisão para operações de crédito de liquidação duvidosa e avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos descritos acima resumidos, consideramos aceitável o nível de provisionamento para créditos de liquidação duvidosa e as divulgações no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.</p>
Projeção de resultados para a realização de ativos fiscais diferidos	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>Conforme mencionado nas notas explicativas nº 3 (k) e 9, o Badesul possui ativos fiscais diferidos (créditos tributários) provenientes de diferenças temporárias, cuja realização depende de apuração de lucros tributáveis futuros e que estão suportados por projeção de resultados elaborado pela Administração e aprovado por seu Conselho de Administração. Para elaboração da projeção de resultados, a Administração adota premissas baseadas no cenário macroeconômico do Brasil, suas próprias estratégias, seu desempenho atual e passado, entre outras informações. Devido às incertezas e julgamentos envolvidos na determinação das premissas utilizadas na projeção dos resultados que suportam a manutenção desse ativo e pelo impacto que eventuais alterações</p>	<p>Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, avaliamos a razoabilidade das premissas utilizadas pelo Badesul em seu orçamento/plano de negócios, comparamos certos dados, quando disponíveis, com outras fontes externas, efetuamos teste de recálculo das projeções baseadas em tais premissas e avaliamos se as condições para registro desses ativos atendiam às diretrizes da regulamentação vigente emitidas pelo Banco Central do Brasil. Com o apoio dos nossos especialistas da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos. Os nossos procedimentos incluíram também a avaliação das divulgações efetuadas pelo Badesul nas demonstrações financeiras.</p>

nessas premissas poderiam gerar nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos aceitáveis as projeções de resultados, as quais são base para o registro dos ativos fiscais diferidos, e as divulgações efetuadas no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A administração do Badesul é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras 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 financeiras, 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 financeiras ou com 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.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade do Badesul 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 o Badesul ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança do Badesul são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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 detecta 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 financeiras, 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 do Badesul.
- 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, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional do Badesul. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar o Badesul a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras 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.

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 financeiras 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, 15 de março de 2019.

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/F-7



Fernando Antonio Rodrigues Alfredo
Contador CRC 1SP252419/O-0



**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.....	: ROSANE NUNES
REGISTRO.....	: RS-048702/O-3
CATEGORIA.....	: CONTADOR
CPF.....	: 334.369.670-68

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, 31/01/2019 as 15:13:23.

Válido até: 31/03/2019.

Código de Controle: 469511.

Para verificar a autenticidade deste documento consulte o site do CRCRS.

**Empresa Gaúcha
de Rodovias
EGR**

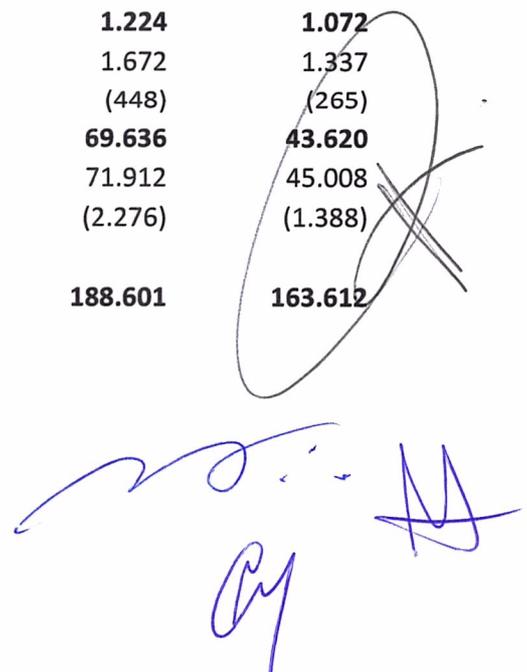
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EXERCÍCIO DE 2018



Para o Rio Grande ir mais longe.

BALANÇO PATRIMONIAL
31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de reais)

ATIVO			
	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Circulante		76.095	95.667
Disponível		67.178	78.780
Numerário em Caixa		5	0
Banco Conta Corrente		2.170	3.497
Aplicações		65.003	75.283
Realizável a Curto Prazo		8.917	16.887
Arrecadação das Praças		8.773	10.710
Depósitos Judiciais		21	0
Outros Valores a Receber		10	59
Adiantamentos		114	159
Impostos a Recuperar	NOTA 4	0	5.928
Despesas Antecipadas		0	32
Ativo não Circulante		112.506	67.945
Realizável a Longo Prazo		41.647	23.253
Créditos e Valores	NOTA 5	11.343	11.019
Impostos a Recuperar	NOTA 4	12.864	0
Depósitos Judiciais	NOTA 6	17.404	12.235
Outros Valores a Receber		36	0
Imobilizado	NOTA 7	1.224	1.072
Imobilizado		1.672	1.337
(-) Depreciação Acumulada		(448)	(265)
Intangível	NOTA 7	69.636	43.620
Intangível		71.912	45.008
(-) Amortização		(2.276)	(1.388)
TOTAL DO ATIVO		188.601	163.612



PASSIVO

	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2018	31/12/2017
Passivo Circulante		84.497	66.405
Obrigações Trabalhistas		1.336	1.396
Salários e Remunerações a Pagar		161	216
Contribuições Trabalhistas		353	404
Passivos Trabalhistas		821	777
Fornecedores		22.802	17.091
Fornecedores	NOTA 8	22.802	17.091
Obrigações Fiscais		59.168	47.619
Tributos e Contribuições Federais	NOTA 9	3.660	3.312
Tributos Municipais	NOTA 10	48.206	37.092
Outras obrigações a Pagar	NOTA 11	7.301	7.215
Outras Obrigações		270	176
Adiantamento de Clientes		270	176
Provisão para Penalidades Contratuais		922	123
Cauções		922	123
Passivo Não Circulante		17.302	12.136
Exigível a Longo Prazo		17.302	12.136
Tributos e Contribuições Federais	NOTA 6	17.302	12.136
Patrimônio Líquido		86.802	85.071
Capital Social	NOTA 12.1	43.584	37.753
Capital Subscrito		44.084	38.253
(-) Capital a Integralizar		(500)	(500)
Reserva de Lucros	NOTA 12.3	43.218	47.318
Retenção de Lucros		40.203	44.303
Reserva Legal		3.015	3.015
TOTAL DO PASSIVO		188.601	163.612

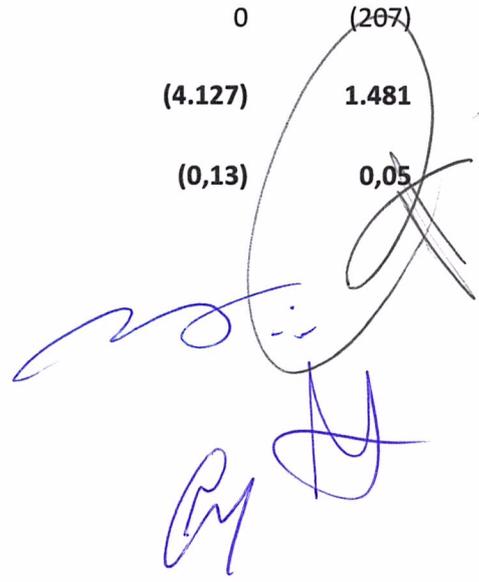


DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

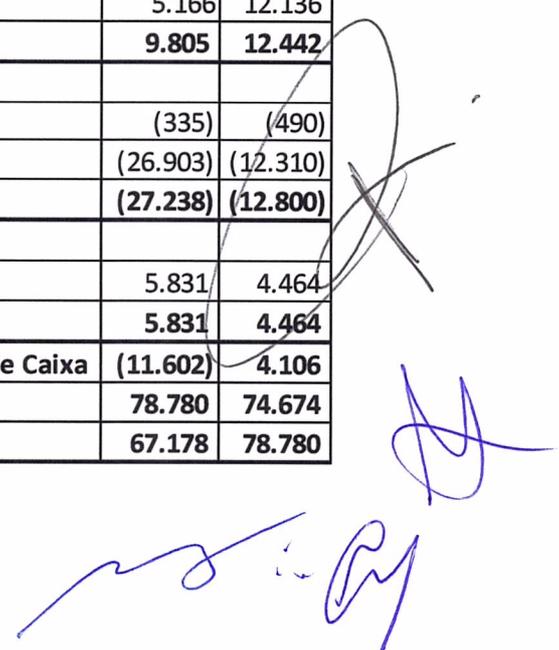
(Em milhares de reais – R\$, exceto o valor por ação)

	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	NOTA 13	236.034	193.802
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS	NOTA 14	(212.721)	(171.044)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		23.313	22.758
OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS		351	401
DESPESAS OPERACIONAIS	NOTA 15	(23.917)	(19.207)
LUCRO/PREJUÍZO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		(253)	3.951
Receitas Financeiras	NOTA 16	2.025	4.120
Despesas Financeiras	NOTA 16	(5.899)	(5.833)
RESULTADO ANTES DO IRPJ E CSLL		(4.127)	2.239
Provisão IRPJ		0	(551)
Provisão CSLL		0	(207)
LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		(4.127)	1.481
LUCRO/PREJUÍZO BÁSICO DILUIDO POR AÇÃO		(0,13)	0,05



DEMONSTRAÇÃO DE FLUXO DE CAIXA (Método Indireto)
 Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de reais – R\$)

Fluxo de Caixa Operacional	2018	2017
Lucro/Prejuízo Líquido	(4.127)	1.481
Despesas com Depreciação	182	125
Despesas com Amortização	887	691
Ajustes Exercícios Anteriores	28	(75)
Aumento/Diminuição do Ativo		
Arrecadação das praças	1.937	8.984
Adiantamentos	44	(122)
Valores a receber	49	11
Dépósitos Judiciais	(20)	69
Estoques	-	68
Despesas antecipadas	31	(31)
Valores a receber longo prazo	(324)	(11.018)
Dépósitos Judiciais longo prazo	(5.204)	(12.234)
Aumento/Diminuição de impostos a recuperar	(6.936)	(1.277)
Aumento/Diminuição do Passivo		
Obrigações trabalhistas	(60)	249
Fornecedores	5.710	3.137
Obrigações Fiscais	11.548	8.963
Outras contas a pagar	93	1.325
Adiantamento de clientes	-	5
Provisões	799	(45)
Imposto de renda pessoa jurídica longo prazo	5.166	12.136
Caixa Líquido Atividades Operacionais	9.805	12.442
Fluxo de Caixa Investimentos		
Aquisição/baixa de imobilizado	(335)	(490)
Aquisição de intangível	(26.903)	(12.310)
Caixa Líquido Atividades Investimentos	(27.238)	(12.800)
Fluxo de Caixa Financiamentos		
Integralização de Capital	5.831	4.464
Caixa Líquido Atividades Financiamentos	5.831	4.464
Aumento/Redução Líquido de Caixa e Equivalente de Caixa	(11.602)	4.106
Caixa e Equivalente de Caixa no Início do Período	78.780	74.674
Caixa e Equivalente de Caixa no Fim do Período	67.178	78.780

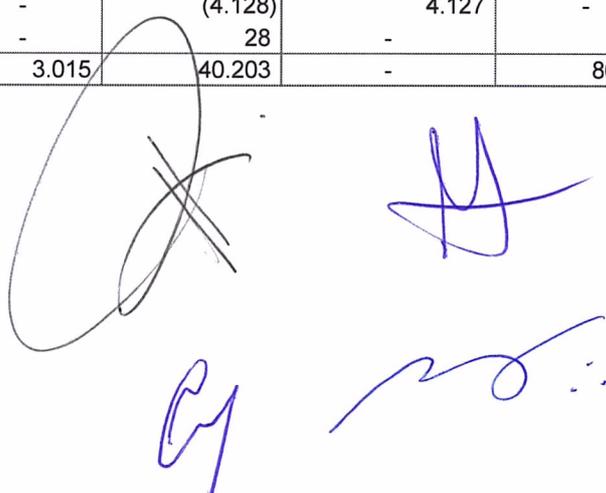


DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de reais – R\$)

	CAPITAL REALIZADO	RESERVAS DE LUCROS		LUCROS OU PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
		Reserva Legal	Reserva Ret. Lucros		
Saldo em 31.12.2016	33.288	2.941	42.971	13.619	79.200
Integralização	4.465	-	-	-	4.465
Lucro líquido exercício	-	-	-	1.481	1.481
Destinação :					
Reserva Legal	-	74	-	(74)	-
Reserva Retenção Lucros	-	-	1.407	(1.407)	-
Ajuste exercício anterior	-	-	(75)	-	(75)
Saldo em 31.12.2017	37.753	3.015	44.303	-	85.071
Integralização	5.831	-	-	-	5.831
Lucro/Prejuízo líquido exercício	-	-	-	(4.127)	(4.127)
Destinação :					
Reserva Legal	-	-	-	-	-
Reserva Retenção Lucros	-	-	(4.128)	4.127	-
Ajuste exercício anterior	-	-	28	-	28
Saldo em 31.12.2018	43.584	3.015	40.203	-	86.802



Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Financeiras

Em 31 de Dezembro de 2018 – em milhares de reais (R\$)

1. Informações Gerais

A Empresa Gaúcha de Rodovias – EGR – é uma empresa pública (sociedade anônima de capital fechado), autorizada pela Lei Estadual nº 14.033 de 29/06/2012 e vinculada à Secretaria dos Transportes, é regida pelo Estatuto aprovado pelo Decreto nº 49.593 de 19/09/2012. A EGR administra 14 praças de pedágio e mais de 900 quilômetros de rodovias gaúchas e tem por objetivo realizar a manutenção e os investimentos necessários nas rodovias.

2. Base de Preparação

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), além das normas emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

2.1 Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

Essas demonstrações contábeis são preparadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

3. Resumo das Principais Políticas Contábeis

As principais práticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados.

3.1 Reconhecimento de Receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Empresa e quando possa ser mensurada de forma confiável.

Receita de pedágio – As receitas de pedágio, incluindo as receitas com cartões de pedágio pré e pós-pagos, são registrados no resultado quando da passagem do usuário pela praça de pedágio.

Receita de rendimento de aplicações financeiras – Os rendimentos referentes às aplicações financeiras (SIAC – Sistema de Integrado de Administração de Caixa) são registrados como receita financeira.

3.2 Regime de Contabilização

As receitas e despesas foram apropriadas com base no regime de competência.

3.3 Disponibilidades

São compostas pelo caixa, depósitos bancários e investimentos de curtíssimo prazo de alta liquidez, utilizados para cumprimento de obrigações de curto prazo.

3.4 Impostos

Os impostos são calculados de acordo com a Legislação Tributária em vigor.

O Tribunal Regional Federal da 4ª Região em decisão de 1º grau no processo nº 5019554-33.2014.404.7100/RS, na data de 12/07/2018, reconheceu a aplicação da imunidade recíproca em relação ao IRPJ à EGR.

No exercício de 2018 a EGR foi notificada pela Receita Federal do lançamento de débitos referentes ao IRPJ e a CSLL, nos exercícios de 2012 a 2015, no valor de R\$ 133.104.427,98, valor resultante do entendimento, por parte dos auditores, que todos os valores gastos na rodovia deveriam ser classificados como investimento. A EGR protocolou impugnação referente a este lançamento discordando deste entendimento demonstrando tecnicamente que os valores realmente tratavam de manutenção e não investimento.

4. Impostos a Recuperar

Os saldos de impostos a recuperar do exercício de 2017 foram transferidos para o longo prazo, assim como os valores apurados no exercício de 2018.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
IRRF A RECUPERAR	17	17
CSLL A RECUPERAR	3.342	1.476
INSS A RECUPERAR	0,00	7
IRPJ A RECUPERAR	9.505	4.338
PIS/COFINS/CSLL A RECUPERAR	0,2	90
TOTAL	<u>12.864</u>	<u>5.928</u>

5. Créditos e Valores

Os valores registrados como Valor Rejeitados Indevidamente representam valores registrados no sistema de arrecadação e não pagos pela gestora de pagamentos eletrônicos.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
VALORES REJEITADOS INDEVIDAMENTE	11.341	11.018
DESPESAS REEMBOLSÁVEIS	2	1
TOTAL	<u>11.343</u>	<u>11.019</u>

6. Depósitos Judiciais

A EGR através de ação ordinária nº 5019554-33.2014.404.7100/RS está discutindo a imunidade do IRPJ, e está efetuando os valores de antecipação mensal e valores do ajuste anual em conta designada pela justiça. Para evidenciar os valores depositados efetuou-se o registro no realizável a longo prazo e correspondente obrigação no exigível a longo prazo.

	31/12/2018	31/12/2017
DJ – IMPOSTO DE RENDA 2014	3.762	3.762
DJ – IMPOSTO DE RENDA 2015	2.858	2.858
DJ – IMPOSTO DE RENDA 2016	4.091	4.091
DJ – IMPOSTO DE RENDA 2017	1.425	1.425
DJ – IMPOSTO DE RENDA 2018	5.166	0
OUTROS DEPÓSITOS	102	99
TOTAL	17.404	12.235

7. Imobilizado e Intangível

Os bens adquiridos pela EGR estão demonstrados pelo valor do custo de aquisição e a depreciação foi calculada pelo método linear pelas taxas vigentes.

IMOBILIZADO	Saldo no início do exercício	Aquisições	Baixas	Depreciação	Saldo no final do exercício
Móveis e utensílios	195	1	0	28	168
Máquinas	6	0	0	1	5
Equipamentos	550	169	0	78	642
Computadores e periféricos	272	73	0	68	277
Impressoras	13	38	0	8	43
Imob. Pred. 3º	36	54	0	0	90
Total	1.072	335	0	183	1.224

INTANGÍVEL	Saldo no início do exercício	Aquisições	Baixas	Amortização	Saldo no final do exercício
Software	277	293	0	168	402
Imóveis	13.699	4.326	0	720	17.304
Obras em andamento	29.644	21.303	0	0	50.948
Projetos	0	982	0	0	982
Total	43.620	26.904	0	888	69.636

TOTAL IMOB. E INTAG.	44.692	27.239	0	1.071	70.860
-----------------------------	---------------	---------------	----------	--------------	---------------

No intangível na conta Imóveis e Obras em andamento estão registrados obras viárias, tais como acessos, passarelas e duplicações em estradas estaduais, executadas pela EGR, amortizado nas condições estabelecidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 04, que trata especificamente sobre este item patrimonial.

	Taxa de depreciação/amortização
Móveis e utensílios	10%
Máquinas	10%
Equipamentos	10%
Computadores e periféricos	20%
Impressoras	20%
Software	20%
Imóveis	4%
Obras em andamento	0%



7.1 Imobilizado Recebido das Concessionárias

Os bens recebidos pela EGR, originários do patrimônio das Concessionárias responsáveis pelas praças de pedágio, foram transferidos no exercício de 2013, sem especificação de valor, estão os mesmos sendo analisados, classificados e avaliados por empresa especializada e serão incorporados posteriormente ao patrimônio da EGR, por essa razão não figuraram no imobilizado da empresa.

8. Fornecedores

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
SERVIÇO DE ARRECADAÇÃO	3.233	2.667
SERVIÇO DE MANUTENÇÃO E CONSERVAÇÃO	6.265	9.218
FORNECIMENTO DE ASFALTO	8.128	2.209
OUTROS FORNECEDORES	5.176	2.997
TOTAL	22.802	17.091
 Valores a vencer em até 30 dias	 22.802	 17.091

9. Tributos Federais

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
PIS A RECOLHER	156	157
COFINS A RECOLHER	719	724
IR TERCEIROS	272	222
INSS TERCEIROS	818	733
PIS/COFINS/CSLL TERCEIROS	1.695	1.476
TOTAL	3.660	3.312

10. Tributos Municipais

O ISSQN sobre o faturamento devido pela EGR é mensalmente registrado em conta do passivo circulante, mas não ocorreu pagamento em 2018 pois a matéria está sendo discutida no âmbito jurídico quanto à imunidade tributária. Pelo princípio da prudência, os valores totalizando R\$ 11.049.370,21, foram registrados no passivo que já acumula R\$ 47.811.785,43 referente aos exercícios de 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018. No exercício de 2017 ocorreu decisão judicial favorável a EGR no município de Candelária, o valor correspondente a esta prefeitura foi baixado da contabilidade em uma conta redutora das deduções no mês em que se deu a decisão.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
ISSQN TERCEIROS	394	329
ISSQN FATURAMENTO	47.812	36.763
TOTAL	48.206	37.092




11. Outras Contas a Pagar

Em 31/12/2018, a Companhia, conforme prevê a legislação fiscal, optou por efetuar a título de remuneração de seus acionistas o crédito de juros sobre o capital próprio apurado com base na variação da TJLP sobre o patrimônio líquido, cujo montante no exercício, totalizou o valor de R\$ 5.898.589,29. Valor registrado na conta Juros Capital Próprio a Pagar pertencente a conta sintética Outras Contas a Pagar.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
JUROS CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR	5.899	5.831
OUTRAS CONTAS A PAGAR	1.402	1.384
TOTAL	7.301	7.215

12. Patrimônio Líquido

12.1 Capital Social

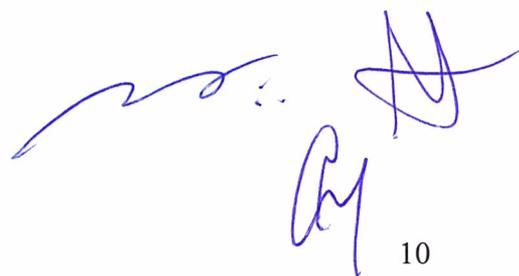
O capital social é de R\$ 43.583.815,59 (Quarenta e três milhões, quinhentos e oitenta e três mil, oitocentos e quinze e cinquenta e nove centavos), dividido em 31.000.000 (trinta e um milhões) de ações ordinárias nominativas, sem valor nominal. O Capital Social previsto no Estatuto da EGR publicado em 19 de setembro de 2012 através do Decreto nº 49.593 era de R\$ 1.000.000,00 sendo R\$ 500.000,00 integralizados. Houve a subscrição do capital social em dezembro de 2013 no valor de R\$ 30.000.000,00 com base na Lei nº 14.372 de 13 de dezembro de 2013 e no Decreto nº 51.034 de 17 de dezembro de 2013 e integralizado em 2014. Em 2018 houve a integralização de capital de R\$ 5.830.987,78 decorrente da incorporação dos juros de capital próprio.

12.2 Remuneração dos Investidores

No exercício de 2018 não serão distribuídos dividendos, tendo em vista a política da Companhia é de aplicar nas rodovias sob sua administração todos os recursos que arrecada, situação expressa em sua lei de criação nº LEI N.º 14.033, de 29 de Junho DE 2012 no art.7º : "§ 2º A receita referida no inciso I deste artigo será depositada em conta da EGR específica para cada praça de pedágio, devendo ser aplicada integralmente nas obras, serviços e demais investimentos na rodovia onde houve a arrecadação, deduzidos custos operacionais e tributários".

12.3 Reserva de Retenção de Lucros

Na reserva de retenção de Lucros de 2018 foi deduzido o valor de R\$ 4.241.080,69 referente ao prejuízo do exercício e incorporado R\$ 28.331,34 referente a ajuste de exercícios anteriores, permanecendo com o saldo de R\$ 40.202.971,51 em 31.12.2018.



13. Receita

Em atendimento ao CPC 26, a demonstração do resultado do exercício é apresentada a partir da receita líquida. Os valores decorrentes das deduções da receita bruta estão demonstrados a seguir:

	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA DE ARRECADAÇÃO	296.995	243.343
(-) Deduções sobre a receita	(60.961)	(49.541)
PIS	(1.683)	(1.394)
COFINS	(7.767)	(6.434)
ISSQN	(11.049)	(9.235)
ISENTOS	(3.564)	(2.863)
MULTIPASSAGEM	(9.693)	(8.154)
ISENTADOS	(27.024)	(22.385)
VIOLAÇÃO	(181)	(110)
(-) REVERSÃO DE ISSQN		1.034
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	236.034	193.802

14. Custos dos Serviços Prestados

	31/12/2018	31/12/2017
CUSTOS OPERACIONAIS	(212.721)	(171.044)
Manutenção e Conservação Rodovias	(169.936)	(126.343)
Arrecadação e Manutenção de Instalações	(40.372)	(41.348)
Convênios	(2.393)	(3.334)
Outros custos	(20)	(19)

15. Despesas Operacionais

Conforme estabelece o CPC 26, segue a abertura das despesas por natureza:

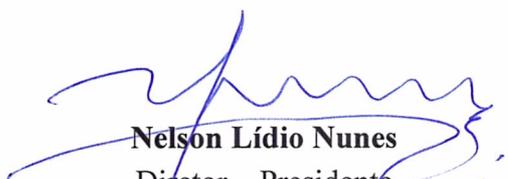
	31/12/2018	31/12/2017
DESPESAS OPERACIONAIS	(23.917)	(19.207)
Despesas Administrativas	(7.882)	(6.631)
Despesas com Pessoal	(10.934)	(10.881)
Despesas Comerciais	(2.188)	(1.695)
Doações	(2.913)	0



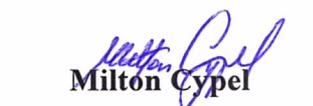
16. Resultado Financeiro

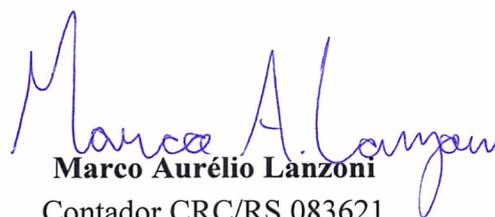
O resultado financeiro apresenta a seguinte composição:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
RECEITA FINANCEIRA		
Juros Ativos	7	7
Remuneração Financeira SIAC	1.359	3.773
Descontos Obtidos	549	328
Variação Monetária Ativa	110	12
TOTAL	2.025	4.120
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos e Juros de Mora	0,00	(0,6)
Despesas Bancárias	(0,5)	(0,4)
Juro Sobre o Capital Próprio	(5.898)	(5.830)
Variação Monetária Passiva	(0,5)	(1)
TOTAL	(5.899)	(5.833)


Nelson Lídio Nunes
 Diretor – Presidente
 CPF nº 150.698.340-53


Ney Michelucci Rodrigues
 Diretor Adm. e Financeiro
 CPF nº 237.646.270-34


Milton Cypel
 Diretor Técnico
 CPF nº 077.103.300-10


Marco Aurélio Lanzoni
 Contador CRC/RS 083621
 CPF nº 825.012.200-30

**Companhia de Gás do
Estado do RS
SULGÁS**

BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2018 e 31/12/2017

Em Reais

ATIVO

	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Circulante		159.101.588,50	136.105.491,51
Disponível		75.162.188,05	76.233.489,52
Caixa e equivalentes de caixa	NOTA 04	75.162.188,05	76.233.489,52
Direitos realizáveis até o exercício seguinte		83.939.400,45	59.872.001,99
Contas a receber de clientes e outras	NOTA 05	71.725.153,26	51.969.775,73
Estoques	NOTA 06	5.661.717,64	5.436.498,58
Impostos a Recuperar	NOTA 14	3.067.018,88	1.669.268,82
Despesas Antecipadas		3.007.894,86	377.402,17
Outros Ativos		477.615,81	419.056,69
Ativo Não Circulante		217.147.875,01	216.760.938,82
Realizável a longo prazo		62.066.347,77	58.312.910,64
Impostos Diferidos Ativos	NOTA 14	2.648.283,49	2.734.083,59
Impostos a Recuperar	NOTA 14	7.951.337,80	6.890.446,99
Depósitos Judiciais		1.447.859,27	824.045,05
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás	NOTA 20	44.529.297,31	43.391.328,04
Garantia BNDES	NOTA 09	5.435.790,35	4.419.227,42
Outros Ativos		53.779,55	53.779,55
Investimentos		13.772,40	13.772,40
Investimentos		13.772,40	13.772,40
Intangível	NOTA 07	155.067.754,84	158.434.255,78
Imobilizado da Concessão - Terrenos		147.400,00	147.400,00
Imobilizado da Concessão - Equipamentos e Instalações Operacionais		368.468.587,01	348.783.794,56
Imobilizado da Concessão - Equipamentos e Instalações de Escritório		3.961.825,15	3.879.724,59
Imobilizado da Concessão - Equipamentos para Processamento de Dados		10.178.887,07	8.281.454,16
Imobilizado da Concessão - Pesquisa e Desenvolvimento		221.720,61	221.720,61
Imobilizado da Concessão em Andamento		10.416.076,28	10.068.235,82
(-) Amortização Acumulada		(238.326.741,28)	(212.948.073,96)
TOTAL DO ATIVO		376.249.463,51	352.866.430,33

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2018 e 31/12/2017
 Em Reais

PASSIVO

	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2018	31/12/2017
Passivo Circulante		156.849.485,56	127.992.519,89
Fornecedores	NOTA 08	103.541.822,67	67.406.518,16
Empréstimos e Financiamentos	NOTA 09	16.559.739,81	17.775.984,38
Provisão trabalhista e encargos sociais a pagar		4.080.062,95	3.910.345,70
Impostos a pagar	NOTA 14	3.618.813,54	4.024.277,77
Imposto de renda e contribuição social a pagar	NOTA 14	-	7.615.722,67
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		16.726.506,66	16.177.592,14
Débitos nas operações de venda e aquisição de gás		9.154.930,02	7.029.675,33
Outros passivos		3.167.609,91	4.052.403,74
Passivo Não Circulante		41.934.885,13	49.055.561,21
Empréstimos e Financiamentos	NOTA 09	33.119.479,71	48.262.234,08
Provisão para Contingências	NOTA 15	377.859,54	793.327,13
Tributos e contribuições diferidos	NOTA 14D	8.437.545,88	-
Patrimônio Líquido		177.465.092,82	175.818.349,23
Capital Social		81.186.711,84	81.186.711,84
Capital Subscrito e Integralizado	NOTA 11	81.186.711,84	81.186.711,84
Reserva de Lucros		46.098.860,99	46.098.860,99
Reserva Legal	NOTA 11	16.237.342,37	16.237.342,37
Reserva Estatutária	NOTA 11	29.861.518,62	29.861.518,62
Reserva de Lucros a Realizar	NOTA 11	-	-
Dividendos à disposição da assembléia		50.179.519,99	48.532.776,40
Dividendos Adicionais Propostos	NOTA 12	50.179.519,99	48.532.776,40
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		376.249.463,51	352.866.430,33

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Antonio Rafael Cereser Pezzella
 Diretor Presidente
 CPF: 294.396.550-20

Alex Dornelles da Silva
 Contador CRCRS n.º 64077
 CPF: 676.831.420-34



COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
CNPJ Nº 72.300.122/0001-04 NIRE: 43.300.033.104

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2018 e 31/12/2017
 Em Reais

	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2018	31/12/2017
Receita Líquida - Venda de Gás e Serviços	NOTA 13	745.504.657,81	542.105.011,44
Custo dos Produtos Vendidos e Serviços Prestados	NOTA 17	(613.821.678,72)	(385.185.138,11)
Lucro Bruto		131.682.979,09	156.919.873,33
Despesas e Receitas Operacionais		(53.144.931,86)	(59.724.294,14)
Despesas Comerciais	NOTA 17	(11.051.514,11)	(10.332.831,32)
Despesas Gerais Administrativas	NOTA 17	(56.367.840,73)	(56.560.295,29)
Outras Despesas e Receitas Operacionais		14.274.422,98	7.168.832,47
Receita de Construção - CPC 17	NOTA 22	22.060.529,51	17.055.007,32
Custos de Construção - CPC 17	NOTA 22	(22.060.529,51)	(17.055.007,32)
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro		78.538.047,23	97.195.579,19
Receitas Financeiras	NOTA 18	27.896.129,86	15.482.903,80
Despesas Financeiras	NOTA 18	(6.953.831,60)	(7.274.752,52)
Lucro antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social		99.480.345,49	105.403.730,47
Imposto de Renda	NOTA 14	(18.713.919,84)	(23.543.308,66)
Contribuição Social	NOTA 14	(7.413.362,22)	(9.042.432,41)
Lucro Líquido do Exercício		73.353.063,43	72.817.989,40
Lucro por ação de Capital Social		3,40	3,38

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2018 e 31/12/2017
 Em Reais

	EXPLICATIVA	31/12/2018	31/12/2017
Lucro líquido do exercício		73.353.063,43	72.817.989,40
Outros resultados abrangentes		-	-
Resultado abrangente total	NOTA 2C	73.353.063,43	72.817.989,40
Atribuível ao sócio Estado do Rio Grande do Sul - 51%		37.410.062,35	37.137.174,59
Atribuível ao sócio Petrobrás - 49%		35.943.001,08	35.680.814,81

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Antonio Rafael Cereser Pezzella
 Diretor Presidente
 CPF: 294.396.550-20

Alex Dornelles da Silva
 Contador CRCRS n.º 64077
 CPF: 676.831.420-34

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido - Exercícios Findos em 31/12/2018 e 31/12/2017

Em Reais

EVENTOS	NOTA EXPLICATIVA	CAPITAL SOCIAL	RESERVA DE LUCROS				LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	TOTAL
			RESERVA LEGAL	RESERVA ESTUTUÁRIA	DIVIDENDO ADICIONAL PROPOSTO			
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016		81.186.711,84	14.981.722,44	-	88.138.319,28	-	184.306.753,56	
Dividendos adicionais aprovados					(58.276.800,66)		(58.276.800,66)	
Reserva estatutária	Nota 11			29.861.518,62	(29.861.518,62)		-	
Lucro Líquido do exercício						72.817.989,40	72.817.989,40	
Destinações do lucro líquido do exercício:								
Constituição da Reserva Legal			1.255.619,93			(1.255.619,93)	-	
Dividendos Obrigatórios						(16.177.592,14)	(16.177.592,14)	
Dividendo Adicional sujeito a aprovação				48.532.776,40		(48.532.776,40)	-	
Juros sobre o Capital Próprio						(6.852.000,93)	(6.852.000,93)	
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017		81.186.711,84	16.237.342,37	29.861.518,62	48.532.776,40	-	175.818.349,23	
Dividendos adicionais aprovados					(48.532.776,40)		(48.532.776,40)	
Lucro líquido do exercício						73.353.063,43	73.353.063,43	
Destinações do lucro líquido do exercício:								
Dividendos Obrigatórios	Nota 12					(16.726.506,66)	(16.726.506,66)	
Dividendo Adicional sujeito a aprovação	Nota 12				50.179.519,99	(50.179.519,99)	-	
Juros sobre o Capital Próprio	Nota 12					(6.447.036,78)	(6.447.036,78)	
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018		81.186.711,84	16.237.342,37	29.861.518,62	50.179.519,99	-	177.465.092,82	

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Antonio Rafael Cereser Pezzella
Diretor Presidente
CPF: 294.396.550-20

Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077
CPF: 676.831.420-34

COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
CNPJ Nº 72.300.122/0001-04 NIRE: 43.300.033.104

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2018 e 31/12/2017

Em Reais		
	31/12/2018	31/12/2017
1 - Receitas		
1.1. Vendas de mercadoria, produtos e serviços	957.494.359,59	690.519.982,89
1.2. Devoluções e descontos de venda	(10.110.959,89)	(2.052.449,22)
1.3. Outras receitas operacionais	13.286.399,07	8.383.269,75
1.4. Perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa	(163.114,36)	(185.543,69)
2 - Insumos adquiridos de terceiros		
2.1. Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	737.919.857,48	448.232.813,05
2.2. Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	34.084.446,84	34.995.018,76
3 - Retenções		
3.1. Amortizações	25.437.264,08	23.366.325,06
4 - Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	163.065.116,01	190.071.102,86
5 - Valor adicionado recebido em transferência		
5.1. Receitas financeiras	27.896.129,86	15.482.903,80
6 - Valor adicionado total a distribuir	190.961.245,87	205.554.006,66
7 - Distribuição do valor adicionado	190.961.245,87	205.554.006,66
7.1. Pessoal		
Remuneração direta	24.378.078,08	25.135.645,72
Benefícios	7.708.219,40	7.718.443,62
FGTS	1.499.917,78	1.511.692,36
7.2. Impostos, taxas e contribuições		
Federais	51.894.011,84	61.233.911,23
Estaduais	25.179.421,49	28.715.087,86
Municipais	64.020,60	52.754,15
7.3. Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	5.004.134,62	6.455.731,78
Aluguéis	1.880.378,63	1.912.750,54
7.4. Remuneração de capitais próprios		
Juros sobre o Capital Próprio	6.447.036,78	6.852.000,93
Dividendos Mínimo Obrigatório	16.726.506,66	16.177.592,14
Dividendos Adicionais Propostos	50.179.519,99	48.532.776,40
Constituição da Reserva Legal	-	1.255.619,93

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Antonio Rafael Cereser Pezzella
Diretor Presidente
CPF: 294.396.550-20

Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077
CPF: 676.831.420-34



COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
RUA SETE DE SETEMBRO 1069 5.º ANDAR
PORTO ALEGRE - RS
CNPJ Nº 72.300.122/0001-04 NIRE: 43.300.033.104

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA - MÉTODO INDIRETO
 Em Reais

	31/12/2018	31/12/2017
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do período	73.353.063,43	72.817.989,40
Ajustes para reconciliar o lucro líquido:		
Perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa	163.114,36	185.543,69
Amortização	25.437.264,08	23.366.325,06
	98.953.441,87	96.369.858,15
Ativos operacionais - (aumento) redução e passivos operacionais - (redução) aumento		
(Aumento) de contas a receber de clientes e outras	(19.918.492,71)	(5.445.490,12)
(Aumento) de estoques	(225.219,06)	(640.104,79)
(Aumento) de outros ativos	(8.951.841,65)	(11.198.325,95)
Aumento de fornecedores	36.135.304,51	17.574.646,48
Aumento de outros passivos	34.795.670,17	13.148.058,73
Imposto de renda e contribuição social pagos	(28.380.466,05)	(62.214.007,56)
Juros pagos	(5.004.134,62)	(6.455.731,78)
Juros recebidos	1.111.602,65	2.446.774,90
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	108.515.865,11	43.585.678,06
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição de intangível	(22.060.529,51)	(18.765.327,11)
Reversão de baixa de intangível	(14.102,55)	-
Baixa de intangível	3.869,74	1.210.864,40
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(22.070.762,32)	(17.554.462,71)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Dividendos pagos	(64.710.368,54)	(117.517.759,04)
Juros sobre o Capital Próprio	(6.447.036,78)	(6.852.000,93)
Recebimento/Amortizações de Empréstimo	(16.358.998,94)	10.728.754,36
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(87.516.404,26)	(113.641.005,61)
(Redução) Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	(1.071.301,47)	(87.609.790,26)
Caixa e equivalente de caixa no início do exercício	76.233.489,52	163.843.279,78
Caixa e equivalente de caixa no final do exercício	75.162.188,05	76.233.489,52

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Antonio Rafael Cereser Pezzella
 Diretor Presidente
 CPF: 294.396.550-20

Alex Dornelles da Silva
 Contador CRCRS n.º 64077
 CPF: 676.831.420-34



COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
RUA SETE DE SETEMBRO 1069 5.º ANDAR
PORTO ALEGRE - RS
CNPJ Nº 72.300.122/0001-04 NIRE: 43.300.033.104

Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis

1) Contexto Operacional

A Companhia é uma sociedade de economia mista (sociedade anônima de capital fechado), autorizada pela Lei Estadual n.º 9.128 de 07/08/1990, alterada pela Lei n.º 9.705 de 24/07/1992, tendo concessão para exploração do gás natural no Estado do Rio Grande do Sul por prazo de 50 (cinquenta) anos conforme Contrato de Concessão firmado em 19/04/1994. A Companhia tem por objetivo executar serviços relativos à pesquisa tecnológica, produção, aquisição, armazenamento, distribuição e comercialização de gás natural e seus subprodutos e derivados, de acordo com a evolução tecnológica, o desenvolvimento econômico e as necessidades sociais. Poderá, subsidiariamente, efetuar a aquisição, montagem e eventual fabricação de equipamentos e componentes, otimizando o uso do gás natural e seus subprodutos e derivados, bem como executar os serviços. Atende consumidores dos setores industrial, cogeração, veicular, comercial, residencial e termoelétrico.

2) Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), além das normas emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

a. Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

Essas demonstrações contábeis são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

b. Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis de acordo com os CPC's exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir destas estimativas. Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados. As informações sobre julgamentos críticos, referentes às políticas contábeis adotadas, apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações contábeis e estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota 5 - Perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa
- Nota 7 - Intangíveis
- Nota 15 - Provisões para contingências

c. Demonstração do resultado abrangente

Na demonstração do resultado abrangente não há valores a serem expostos sobre esse conceito, ou seja, o resultado do exercício é igual ao abrangente total.

3) Resumo das principais políticas contábeis

a. Resultado das operações

O resultado é apurado pelo regime de competência, sendo observado o princípio da realização da receita e de confrontação das despesas.

• Venda de gás

A receita de venda de gás é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita de venda de gás é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos inerentes à propriedade dos bens foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fruirão para a entidade, de que os custos associados e a possível devolução de mercadorias podem ser estimados de maneira confiável, de que não haja envolvimento contínuo com os bens vendidos, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. Caso seja provável que descontos serão concedidos e o valor possa ser mensurado de maneira confiável, então o desconto é reconhecido como uma redução da receita operacional conforme as vendas são reconhecidas.

• Receitas e custos de construção

A orientação OCPC 05 - Contratos de Concessão - determina que as empresas concessionárias de serviços de distribuição são, mesmo que indiretamente, responsáveis pela construção das redes. Por isso é obrigatório o registro das receitas e custos de construção.

A Sulgás não tem a construção de gasodutos como atividade fim nem auferir receitas com essa operação. Para viabilizar a distribuição de gás natural, a companhia realiza licitações públicas para contratação de terceiros, nas quais são contratados os proponentes que apresentarem a melhor proposta para a realização das obras. Desse modo, a construção da Rede de Distribuição de Gás Natural apresenta-se integralmente como um custo de alocação de ativos para o cumprimento do contrato de concessão para a Sulgás.

Assim, em virtude do descrito acima, a companhia registrou receita de construção, tendo como contrapartida custos de construção no mesmo valor.

b. Receitas financeiras e despesas financeiras

As receitas financeiras abrangem rendimentos sobre aplicações financeiras e variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado, através do método dos juros efetivos. As despesas financeiras abrangem despesas com juros sobre empréstimos, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*) reconhecidas nos ativos financeiros. Custos de empréstimo que não são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável são mensurados no resultado através do método de juros efetivos.

c. Moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizada pela Companhia, pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio vigente naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o valor da moeda funcional no começo do período, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o período, e o valor em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do período de apresentação. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes na conversão são reconhecidas no resultado.

4) Caixas e Equivalentes de Caixas

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Caixa	105.791,02	31.045,04
Banco Conta Movimento	1.508.955,82	284.303,26
Aplicações Financeiras	73.547.441,21	75.918.141,22
TOTAL	<u>75.162.188,05</u>	<u>76.233.489,52</u>

As aplicações financeiras foram realizadas no mercado de renda fixa (CDI) com taxa anual de aproximadamente 6,42%.

5) Contas a Receber de Clientes e PECLD

a) Contas e Receber de Clientes

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
BRASKEM S.A.	13.964.850,54	9.257.423,86
CMPC - Celulose Riograndense LTDA.	9.352.833,22	6.474.520,82
PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.	7.042.399,81	9.523.861,60
RAIZEN Combustíveis S.A.	4.452.056,52	4.278.743,41
GERDAU Aços Especiais S.A.	3.517.294,35	1.352.097,83
IPIRANGA Produtos de Petróleo S.A.	3.059.060,50	1.687.451,55
PETROBRAS Distribuidora S.A.	2.092.947,22	1.229.600,39
GERDAU Aços Longos S.A.	2.000.583,19	688.334,43
TP Industrial de Pneus do Brasil LTDA.	1.586.277,39	1.018.838,77
SOLAE do Brasil Indústria e Comércio de Alimentos LTDA.	1.444.371,60	1.029.126,26
ULBRA - Universidade Luterana do Brasil	1.251.859,39	1.319.694,02
Outros	26.671.557,58	18.657.906,48
Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(4.710.938,05)	(4.547.823,69)
TOTAL	<u>66.324.610,26</u>	<u>51.969.775,73</u>

Confissão de Dívida

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Confissão de Dívida de Curto Prazo	2.700.271,50	2.700.271,50
Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(2.700.271,50)	(2.700.271,50)
TOTAL	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>

TOTAL do Contas a Receber

<u>69.024.881,76</u>	<u>51.969.775,73</u>
-----------------------------	-----------------------------

Detalhe - Clientes

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Vencidas até 30 dias	8.792.484,38	9.594.286,43
De 31 a 60 dias	137.758,14	4.243.523,54
De 61 a 90 dias	363.264,42	35.800,15
Mais de 90 dias	12.256.580,06	7.300.880,58
Clientes Vencidos	<u>21.550.087,00</u>	<u>21.174.490,70</u>
A Vencer até 30 dias	52.979.935,22	35.714.746,41
De 31 a 60 dias	2.641.018,25	1.600.219,57
De 61 a 90 dias	60.622,30	33.666,37
Mais de 90 dias	1.904.700,04	694.747,87
Clientes a Vencer	<u>57.586.275,81</u>	<u>38.043.380,22</u>
Total de Clientes Vencidos e a Vencer	<u>79.136.362,81</u>	<u>59.217.870,92</u>

b) Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosos - PECLD

PDD em 31/12/2017	7.248.095,19
Incremento no ano	163.114,36
PDD em 31/12/2018	<u>7.411.209,55</u>

São computados na formação da PECLD títulos em atraso, sob protesto ou cobrança judicial. O montante de R\$ 7.411.209,55 é considerado suficiente pela Administração para fazer face a eventuais perdas no recebimento de créditos.

d. Caixa e Equivalentes de Caixa

Estão representadas por depósitos em conta corrente e as aplicações financeiras estão registradas ao custo, acrescidas dos rendimentos auferidos até a data do balanço, que não supera o valor de mercado.

e. Redução ao valor recuperável (*impairment*)

A administração da Companhia monitora e avalia eventos e/ou indicativos que possam levar à não recuperação do valor contábil dos ativos imobilizados. Caso seja identificado algum indicativo de perda do valor, um teste de redução ao valor recuperável será aplicado.

f. Instrumentos Financeiros Não Derivativos

A Companhia reconhece os empréstimos e recebíveis e depósitos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) são reconhecidos inicialmente na data da negociação na qual a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia baixa um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventual participação que seja criada ou retida pela Companhia nos ativos financeiros é reconhecida como um ativo ou passivo individual. Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial somente quando a Companhia tenha o direito legal de compensar os valores e tenha a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Caixa e equivalentes de caixa

Abrangem os saldos de caixa e investimentos financeiros com liquidez imediata junto à instituição emitente, os quais são sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor, e são utilizados na gestão das obrigações de curto prazo.

Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

Os empréstimos e recebíveis abrangem contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativos financeiros de concessão e outros créditos, incluindo os recebíveis oriundos de acordos de concessão de serviços.

Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes estão registradas pelo valor faturado incluindo os respectivos impostos. As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa é constituída quando identificados consumidores inadimplentes ou com pedido de recuperação judicial ou falência. A Companhia impetra ações administrativas e judiciais contra os consumidores nessa situação, sendo o fornecimento de gás interrompido se necessário.

Passivos financeiros não derivativos

A Companhia reconhece outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

A Companhia classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

A Companhia tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: fornecedores, obrigações especiais e outras contas a pagar.

Capital Social

As ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Os dividendos mínimos obrigatórios, conforme definido em estatuto, são reconhecidos como passivo.

g. Instrumentos Financeiros Derivativos

A companhia não operou com instrumentos derivativos nos exercícios findos de 2017 e 2018.

h. Intangível

A Sulgás possui Contrato de Concessão com o Estado do Rio Grande do Sul com prazo de 50 anos a contar de 19/04/1994. O contrato prevê que todos os bens da Companhia (Concessionária) serão revertidos ao poder concedente ao término do contrato, sendo que o Concedente indenizará a Companhia sobre os investimentos realizados nos 10 anos anteriores ao término da concessão (atualizados monetariamente).

i. 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.

A partir de 31/12/2017, a Companhia passou a registrar Estoque de Gás Natural, conforme nota 6.

j. Benefícios a Empregados

A empresa apresenta uma série de benefícios aos empregados, bem como plano de contribuição definida conforme explicado na nota 10.

l. Investimentos

Os investimentos não relevantes são avaliados ao custo de aquisição deduzido de provisão para desvalorização, quando aplicável.

m. Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram provisionados com base na legislação atual, sendo o Imposto de Renda com base nas alíquotas de 15% mais 10% sobre adicional e a Contribuição Social com base de 9% sobre o lucro real, conforme demonstramos na nota 14.

n. Estimativas Contábeis

As estimativas contábeis foram baseadas em fatores direta ou indiretamente observáveis, baseados no entendimento da administração sobre a mensuração do valor adequado a ser registrado nas demonstrações contábeis. As perdas estimadas para créditos com devedores duvidosos, bem como provisões para imposto de renda/contribuição social e contingências são constituídas por valores considerados suficientes pela Administração. A liquidação/ocorrência das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores divergentes devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa suas estimativas e premissas trimestralmente.

o. Demonstração do Valor Adicionado

A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações contábeis, aplicável às companhias abertas. Para as companhias de capital fechado, como é o caso da Sulgás, representam informação financeira adicional.

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada pela Companhia, conforme requerido pela legislação societária brasileira, sendo parte suplementar as informações financeiras.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações contábeis intermediárias e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a amortização), e o valor adicionado de receitas financeiras e outras receitas. A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

6) Estoques

Os saldos compõem-se de:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Estoque de Gás	471.506,24	296.262,97
Materiais de Manutenção	3.477.396,92	3.367.775,48
Materias de Conversão	1.642.387,57	1.690.157,23
Outros Materiais	70.426,91	82.302,90
Total dos Estoques	<u>5.661.717,64</u>	<u>5.436.498,58</u>

7) Ativos intangíveis

Os valores reconhecidos no Intangível, como o direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás, são constituídos pelos custos relativos à construção de infraestrutura para a prestação de serviços de distribuição de gás.

Devido à característica das atividades operacionais, a amortização do intangível tem início quando o bem que lhe deu origem está disponível para uso.

A amortização foi calculada com base na vida-útil dos ativos em conformidade com o contrato de concessão e reconhecida no resultado do exercício.

Contas	Taxa Anual de Amortização	31/12/2018	31/12/2017
Terrenos	-	147.400,00	147.400,00
Gasoduto Gás Natural - Uruguaiana	10%	2.658.860,96	2.658.860,96
Gasoduto Gás Natural	10%	349.321.027,04	331.307.016,81
Máquinas e Equipamentos Técnicos	10%	2.351.961,87	2.479.493,83
Materiais e Medidores Realocados	10%	1.069.070,43	25.500,18
Ferramentas	20%	149.008,76	149.008,76
Equipamentos de Segurança	10%	587.407,37	559.907,78
Estoque de Cilindros GNV	10%	17.357,97	17.357,97
Cilindros GNV	10%	400.058,25	400.058,25
Sistema Supervisório - Externo	10%	11.685.790,06	11.103.992,38
Sistema Supervisório - Interno	10%	338.597,93	277.638,53
Móveis e Utensílios	10%	1.169.857,57	1.157.428,83
Instalações	10%	1.782.624,77	1.762.032,66
Equipamentos de Escritórios	10%	311.006,01	299.178,03
Equipamentos Telefônicos	10%	617.429,80	580.178,07
Equipamentos Transmissores	20%	15.679,66	15.679,66
Equip Processamento de Dados	20%	3.599.747,02	3.498.587,90
Outros	10%	65.227,34	65.227,34
Imobilizado da Concessão em Andamento - Obras	-	5.557.904,51	6.017.295,94
Imobilizado da Concessão em Andamento - Estoques	-	4.747.618,14	3.855.898,99
(-) Amortização Acumulada		<u>(238.326.741,28)</u>	<u>(212.948.073,96)</u>
Total		<u>155.067.754,84</u>	<u>158.434.255,78</u>

Contas	31/12/2017	Aquisições	Amortizações	Reversão Baixa	Baixas	Transferências	31/12/2018
Terrenos	147.400,00	-		-	-	-	147.400,00
Equipamentos e Instalações Operacionais	348.935.977,30	3.460.080,61		14.102,55	(49.323,32)	15.148.778,03	367.509.615,17
Equipamentos e Instalações de Escritório	3.879.724,59	52.483,51		-	(11.602,98)	41.220,03	3.961.825,15
Equipamentos para Processamento de Dados	8.281.454,16	1.738.538,48		-	-	158.894,43	10.178.887,07
Imobilizado da Concessão em Andamento	10.137.773,69	16.809.426,91		-	(1.539,38)	- 15.348.892,49	11.596.768,73
Total do Custo	371.382.329,74	22.060.529,51		14.102,55	(62.465,68)	-	393.394.496,12
(-) Amortização Acumulada	(212.948.073,99)	-	(25.437.264,08)	-	58.595,94	-	(238.326.741,28)
Total Geral	158.434.255,75	22.060.529,51	(25.437.264,08)	14.102,55	(3.869,74)	-	155.067.754,84

8) Fornecedores

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Fornecedores de Gás Natural	99.911.432,80	63.509.093,87
Fornecedores de Frete de Gás Natural	913.498,52	1.023.289,63
Fornecedores de Materiais e Serviços Gasoduto	661.944,35	417.560,57
Fornecedores de Outros Materiais	289.787,21	515.916,52
Fornecedores de Serviços	1.765.159,79	1.940.657,57
	<u>103.541.822,67</u>	<u>67.406.518,16</u>

Detalhe - Fornecedores

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
A Vencer até 30 dias	67.015.291,74	50.568.006,12
De 31 a 60 dias	36.526.530,93	16.838.512,04
De 61 a 90 dias	-	-
Mais de 90 dias	-	-
Fornecedores a Vencer	<u>103.541.822,67</u>	<u>67.406.518,16</u>

9) Financiamentos

A Companhia firmou contrato junto ao BNDES para o financiamento de 50% do portfólio de investimentos previstos para o quinquênio 2014-2018, às taxas SELIC + 2,48% ao ano (50% do valor previsto) e TJLP + 2,48% ao ano (50% do valor previsto). A data de assinatura do contrato foi 20 de abril de 2015 no valor total previsto de R\$ 138,2 milhões. No dia 26 de novembro de 2015 ocorreu o primeiro ingresso no valor de R\$ 38,8 milhões, referente a 50% dos investimentos financiáveis realizados pela Companhia no último quadrimestre de 2013, todo o ano de 2014 e os primeiros sete meses de 2015. No ano de 2016 houve ingressos de valores nos meses de abril, julho e outubro, totalizando R\$ 15,5 milhões, referentes a 50% dos investimentos financiáveis realizados pela Companhia no período de agosto de 2015 a julho de 2016. Em 2017 os ingressos ocorreram nos meses de fevereiro, junho, setembro e dezembro, totalizando R\$ 17,7 milhões, referentes a 50% dos investimentos financiáveis realizados pela companhia de agosto de 2016 a novembro de 2017. No mês de dezembro ocorreu o primeiro ingresso no valor de R\$ 369,3 mil referente aos projetos sociais realizados pela companhia até o mês de novembro de 2017. Os depósitos foram realizados no Banco do Estado do Rio Grande do Sul. O financiamento teve seu prazo de carência encerrado em junho de 2017, com pagamentos trimestrais de juros ocorridos nos dias quinze dos meses de março, junho, setembro e dezembro de cada ano. No exercício de 2018 não ocorreram ingressos de valores. Houve a abertura de uma conta garantia no valor de R\$ 3,5 milhões também junto ao Banrisul. A partir do mês de julho de 2017 os pagamentos passaram a ocorrer mensalmente, nos dias quinze de cada mês, dando início à amortização do principal que deverá ocorrer até dezembro de 2021. Os saldos em 31 de dezembro de 2018 referentes aos financiamentos são os seguintes:

Curto Prazo

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
BNDES I - TJLP	8.386.526,00	8.961.717,13
BNDES II - SELIC	8.081.826,74	8.723.478,90
BNDES III - TJLP Projetos Sociais	91.387,07	90.788,35
	<u>16.559.739,81</u>	<u>17.775.984,38</u>

Longo Prazo

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
BNDES I - TJLP	16.773.052,06	24.368.921,24
BNDES II - SELIC	16.163.653,50	23.620.947,78
BNDES III - TJLP Projetos Sociais	182.774,15	272.365,06
	<u>33.119.479,71</u>	<u>48.262.234,08</u>

O saldo da conta garantia em 31 de dezembro de 2018 é o seguinte:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Aplicações Financeiras LP	<u>5.435.790,35</u>	<u>4.419.227,42</u>

10) Benefícios a empregados

Benefícios de curto prazo a empregados

Além da remuneração e demais vantagens previstas na Consolidação das Leis Trabalhistas - CLT, como por exemplo, periculosidade e horas extras, a Companhia oferece um conjunto de benefícios de curto prazo formalizados em acordo coletivo. São eles: Participação nos Lucros, Planos de Saúde e Odontológicos, Plano de Previdência complementar, Auxílio Creche, Auxílio Ensino Fundamental, Auxílio Educação, Auxílio Atividade Física, Vale Rancho, Vale Alimentação/Refeição, Vale Natal, Seguro de Vida, Auxílio Funeral, Auxílio ao Filho Excepcional, Auxílio Instrutor de Treinamento, Auxílio Despesa de Transferência, Complemento Auxílio Doença, Reembolso Anestesia. Tais benefícios quando ocorrem são reconhecidos no resultado seguindo o princípio de competência de acordo com o valor apurado ou por estimativas confiáveis.

Planos de contribuição definida

O Plano SulgasPrev é um plano de benefícios previdenciários, estruturado na modalidade de Contribuição Definida, administrado pela Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros (art. 1º do Regulamento do SulgasPrev):

I - Quanto aos Participantes:

- Renda de Aposentadoria Normal;
- Renda Proporcional Diferida;
- Renda de Aposentadoria por Invalidez;
- Abono Anual.

II - Quanto aos Beneficiários:

- Renda de Pensão por Morte;
- Pecúlio por Morte;
- Abono Anual.

Participação nos Lucros ou Resultados

A participação dos empregados nos Lucros ou Resultados, conforme disposto na lei n.º 10.101/2000 e na política de Participação nos Lucros e Resultados aprovada pelo Conselho de Administração, ocorreu em acordo coletivo com os empregados e suas entidades sindicais, num montante de R\$ 3.029.906,67 (três milhões, vinte e nove mil, novecentos e seis reais sessenta e sete centavos) relativo ao exercício findo em 2018, sendo que foram pagos em adiantamento R\$ 1.433.954,18 (um milhão, quatrocentos e trinta e três mil, novecentos e cinquenta e quatro reais com dezoito centavos) em dezembro de 2018, assim restando R\$ 1.595.952,49 (um milhão, quinhentos e noventa e cinco mil, novecentos e cinquenta e dois reais com quarenta e nove centavos) a serem pagos em 2019.

11) Patrimônio Líquido

a) Capital Social

O Capital Social totalmente integralizado é de R\$ 81.186.711,84, representado por 21.562.644 ações ordinárias, todas de classe única sem valor nominal.

Acionista	Ações Ordinárias	%	Capital Social
GOV. DO ESTADO DO RS	10.996.948	51%	41.405.223,04
GASPETRO	10.565.696	49%	39.781.488,80
	<u>21.562.644</u>	<u>100%</u>	<u>81.186.711,84</u>

b) Reserva legal

Constituída mediante apropriação de 5% do lucro líquido de cada exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei nº 6.404/76 e artigo 29 do Estatuto da Companhia, até o limite de 20% do capital social. Em 31/12/2017 a Reserva Legal atingiu seu limite ao chegar no valor de R\$ 16.237.342,37.

c) Reserva estatutária

Constituída para cumprimento da cláusula n.º 18.17 do Contrato de Promessa de Subscrição de Debêntures Simples em Emissão Privada e Outros Pactos, celebrado entre Sulgás e BNDES em 20 de abril de 2015. O saldo da Reserva Estatutária em 31/12/2018 é de 29.861.518,62.

d) Lucro por Ação

O Lucro por ação (R\$ por ação) da Companhia em 2018 e 2017 foram os seguintes:

	2018	2017
Lucro Líquido	73.353.063,43	72.817.989,40
Quantidade de ações ordinárias	21.562.644	21.562.644
Lucro líquido básico diluído por ação ordinária	<u>3,40</u>	<u>3,38</u>

12) Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

a) Dividendos

O artigo 30 do Estatuto da Companhia garante aos acionistas a percepção do dividendo mínimo obrigatório de 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado em termos da lei em cada exercício.

	31/12/2018 VALORES (R\$)	31/12/2017 VALORES (R\$)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	73.353.063,43	72.817.989,40
RESERVA LEGAL	-	(1.255.619,93)
JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	(6.447.036,78)	(6.852.000,93)
TOTAL DOS DIVIDENDOS A DISTRIBUIR	<u>66.906.026,65</u>	<u>64.710.368,54</u>
DIVIDENDO MÍNIMO OBRIGATÓRIO GOV. ESTADO RS (25%)	8.530.518,40	8.250.571,99
DIVIDENDO MÍNIMO OBRIGATÓRIO GASPETRO (25%)	8.195.988,26	7.927.020,15
DIVIDENDO ADICIONAIS PROPOSTOS GOV. ESTADO RS	25.591.555,19	24.751.715,97
DIVIDENDO ADICIONAIS PROPOSTOS GASPETRO	24.587.964,79	23.781.060,44
TOTAL	<u>66.906.026,65</u>	<u>64.710.368,54</u>

b) Juros Sobre o Capital Próprio

Em 31/12/2018, a Companhia, conforme prevê a legislação fiscal, optou por efetuar a título de remuneração de seus acionistas o crédito de juros sobre o capital próprio, apurado com base na variação da TJLP sobre o patrimônio líquido, cujo montante no exercício, totalizou o valor bruto de R\$ 6.447.036,78 e distribuído conforme quadro abaixo:

JSCP por Acionista	Valor Bruto	IRRF	Valor Líquido
Estado Rio Grande do Sul - 51%	3.287.988,76	-	3.287.988,76
Petrobrás Gás S/A - 49%	3.159.048,02	473.857,20	2.685.190,82
TOTAL	<u>6.447.036,78</u>	<u>473.857,20</u>	<u>5.973.179,57</u>

O pagamento dos Juros sobre Capital Próprio gerou uma economia tributária de R\$ 2.191.992,51 para a Companhia.

13) Receita

Em atendimento ao CPC 26, a demonstração do resultado do exercício é apresentada a partir da receita líquida. Os valores decorrentes das deduções da receita bruta estão demonstrados a seguir:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
RECEITA DE VENDAS DE GÁS	957.494.359,59	690.519.982,89
RECEITA DE GÁS RESIDENCIAL	21.742.829,86	14.254.904,69
RECEITA DE GÁS COMERCIAL	34.715.691,22	24.868.245,37
RECEITA DE GÁS INDUSTRIAL	685.841.916,53	482.571.843,97
RECEITA DE GÁS COGERAÇÃO	64.141.212,62	65.558.559,33
RECEITA DE GÁS VEICULAR	142.091.837,49	94.369.501,58
RECEITA DE GÁS CLIMATIZAÇÃO	590.940,07	628.308,61
RECEITA DE SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO	8.369.931,80	8.268.619,34
RECEITA DE GÁS TERMOELÉTRICA	-	-
(-) DEDUÇÕES SOBRE RECEITA	(211.989.701,78)	(148.414.971,45)
DEVOLUÇÕES DE VENDA	(30.644,29)	(2.052.449,22)
DESCONTOS INCONDICIONAIS	(10.080.315,60)	-
PIS SOBRE VENDA DE GÁS	(15.565.795,28)	(11.317.637,16)
COFINS SOBRE VENDA DE GÁS	(71.698.565,75)	(52.129.721,57)
ICMS SOBRE VENDA DE GÁS	(114.363.282,92)	(82.711.437,79)
ISS SOBRE SERVIÇO	(251.097,94)	(203.725,71)
RECEITA LÍQUIDA	<u>745.504.657,81</u>	<u>542.105.011,44</u>

14) Impostos e Contribuições Sociais

Conforme quadros abaixo, a companhia registra Impostos e Contribuições a compensar e a recolher. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são registrados para refletir os efeitos fiscais futuros atribuíveis às diferenças temporárias entre a base fiscal de ativos e passivos e seu respectivo valor contábil.

a) Impostos e Contribuições Sociais a Compensar

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Ativo Circulante		
ICMS a Compensar	787.923,54	903.701,49
Imposto de Renda e Contribuição Social (Retenções)	71.252,79	44.451,90
Imposto de Renda e Contribuição Social (Saldo Negativo)	1.234.621,68	-
PIS/COFINS a Compensar	973.220,87	721.115,43
TOTAL	<u>3.067.018,88</u>	<u>1.669.268,82</u>
Ativo Não Circulante		
ICMS a compensar	750.773,90	823.991,42
PIS/COFINS a compensar	7.200.563,90	6.066.455,57
IR/CSLL Diferidos	2.648.283,49	2.734.083,59
TOTAL	<u>10.599.621,29</u>	<u>9.624.530,58</u>

b) Reconciliação do Imposto de Renda e Contribuição Social

Descrição	31/12/2018	31/12/2017
Resultado antes dos impostos	99.480.345,49	105.403.730,47
	99.480.345,49	105.403.730,47
Adições:		
Provisões trabalhistas	962.699,92	128.170,63
Provisões cíveis	40.708,90	-
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD	2.145.344,08	279.495,54
Participação dos administradores	66.211,67	83.653,98
Incentivos estaduais e federais	1.377.250,61	1.106.395,10
Reversão depreciação acelerada	979.591,24	-
PECLD fiscal	6.366.042,94	-
Outras despesas não dedutíveis	623.735,54	813.346,70
Total das adições	12.561.584,90	2.411.061,95
Exclusões:		
Reversão de provisões	2.410.770,06	496.622,80
Juros sobre capital próprio	6.447.036,78	6.852.000,93
Ajuste a Valor Justo	6.932.908,89	-
PECLD fiscal	6.737.135,09	-
Total das exclusões	22.527.850,81	7.348.623,73
Base de cálculo da CSLL e IRPJ:	89.514.079,58	100.466.168,69
Cálculo da Contribuição Social		
Alíquota de 9%	8.050.308,11	9.034.426,32
CSLL diferida sobre provisões	22.711,79	8.006,09
Recuperação fiscal anos anteriores	(2.893.125,71)	-
CSLL diferida sobre depreciação acelerada	2.233.468,03	-
Contribuição social do exercício	7.413.362,22	9.042.432,41
Cálculo do Imposto de Renda		
Alíquota de 15%	13.427.111,94	15.069.925,30
Adicional de 10% (menos parcela isenta de R\$ 240.000,00)	8.927.407,96	10.022.616,87
Incentivos federais aproveitados no exercício	(1.730.974,16)	(1.571.472,66)
IRPJ diferido sobre provisões	63.088,31	22.239,15
Recuperação fiscal anos anteriores	(8.176.792,04)	-
IRPJ diferido sobre depreciação acelerada	6.204.077,85	-
Imposto de renda do exercício	18.713.919,85	23.543.308,66
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	26,26%	30,92%

c) Impostos e Contribuições Sociais a Recolher

Passivo Circulante	31/12/2018	31/12/2017
ICMS	505.772,15	490.685,39
COFINS	1.549.520,59	1.283.127,12
PIS	335.287,77	277.316,88
IRPJ e CSLL	-	7.615.722,67
Outras Obrigações	1.228.233,03	1.973.148,38
TOTAL	3.618.813,54	11.640.000,44

d) Impostos e Contribuições Diferidos

Ativo Não Circulante		
IRPJ e CSLL Diferido sobre:	31/12/2018	31/12/2017
Provisão Devedores Duvidosos	7.411.209,55	7.248.095,19
Provisões Cíveis e Trabalhistas	377.859,54	793.327,13
Base de Cálculo	7.789.069,09	8.041.422,32
Impostos Diferidos (34% IRPJ e CSLL)	2.648.283,49	2.734.083,59

Passivo Não Circulante		
IRPJ e CSLL Diferido sobre:	31/12/2018	31/12/2017
Depreciação Acelerada	24.816.311,39	-
Base de Cálculo	24.816.311,39	-
Impostos Diferidos (34% IRPJ e CSLL)	8.437.545,87	-

No Passivo Não Circulante o valor registrado a título de tributos e contribuições diferidos se refere ao diferimento do IRPJ e CSLL sobre a depreciação acelerada do gasoduto, sobre a qual a Companhia buscou o aproveitamento de créditos tributários permitidos na vigência do RTT (Regime Tributário de Transição), anos-calendários de 2012 a 2014, e cujo valor será apropriado mensalmente, em parcelas fixas, até o final do contrato de concessão (2044).

15) Provisões para Contingências

A provisão para contingências foi constituída com base no relatório da Gerência Executiva Jurídica da empresa, datado de 31/12/2018, onde classifica os processos judiciais conforme o risco de perda (remota perda, possível perda ou provável perda).

A utilização do termo provável indica que há maior probabilidade de o fato ocorrer em relação ao termo possível. Geralmente, em um processo cujo prognóstico é provável perda, há elementos, dados ou outros indicativos que possibilitam tal classificação, como por exemplo: a tendência jurisprudencial dos tribunais ou a tese já apreciada em tribunais superiores para questões que envolvam matéria de direito, e a produção ou a facilidade de se dispor de provas (documental, testemunhal - principalmente em questões trabalhistas - ou periciais) para questões que envolvam matéria de fato. Os processos considerados como provável perda são provisionados no passivo.

Por sua vez, se o prognóstico for possível perda, esta pode acontecer; todavia, esse prognóstico não foi, necessariamente, fundamentado em elementos ou dados que permitam tal informação. Ou, ainda, em um prognóstico possível, os elementos disponíveis não são suficientes ou claros de tal forma que permitam concluir que a tendência será perda ou ganho no processo. Os processos classificados como de possível perda não são provisionados, mas tem seus totais mencionados nesta nota explicativa.

Por fim, a perda classificada como remota, como o próprio nome diz, remotamente trará perdas ou prejuízos para a entidade, ou são insignificantes as chances de que existam perdas. Os processos avaliados como de remota perda não são provisionados e nem destacados em nota explicativa.

	Cíveis	Trabalhistas	Total
Processos com Possível Perda (Não Provisionados)	6.910.014,50	3.370.164,44	10.280.178,94
Processos com Provável Perda (Provisionados)	23.915,46	353.944,08	377.859,54
TOTAL	6.933.929,96	3.724.108,52	10.658.038,48

Dentre as causas classificadas como possíveis (não provisionadas) está o processo cível de valor relevante movido pela empresa Qualysolda RS Engenharia Ltda. contra a Companhia. O valor da causa atualmente está em R\$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais).

A provisão é revisada e formada com base na evolução dos processos que são classificados como provável perda:

	Saldo Final	Reversões	Adições	Saldo Final
	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018
Provisões Trabalhistas	779.049,46	(1.387.805,30)	962.699,92	353.944,08
Provisões Cíveis	14.277,67	(31.071,11)	40.708,90	23.915,46
TOTAL	793.327,13	(1.418.876,41)	1.003.408,82	377.859,54

16) Transações com partes relacionadas

a) A Companhia mantém operações comerciais de compra e venda de gás natural com o Grupo Petrobras S/A.:

Composição dos Saldos	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Circulante		
Contas a Receber BR Distribuidora	2.092.947,22	1.229.600,39
Contas a Receber Petrobras	<u>7.042.399,81</u>	<u>9.523.861,60</u>
Ativo Não Circulante		
Ship or Pay	44.529.297,31	26.841.244,79
Take or Pay	<u>-</u>	<u>16.550.083,25</u>
Passivo Circulante		
Fornecedor de Gás - Petrobras	(99.911.432,80)	63.660.842,21
Pessoal Cedido	<u>-</u>	<u>862.037,05</u>

Composição dos Saldos	31/12/2018	31/12/2017
Receitas com partes relacionadas		
BR Distribuidora S/A	38.987.156,53	25.008.669,36
Petrobras S/A	121.501.248,00	107.833.976,34
Compra de Gás Natural		
Petróleo Brasileiro S/A	<u>726.518.508,15</u>	<u>437.446.308,26</u>

b) Remuneração e benefícios – Diretores e Conselhos de Administração e Fiscal:

	31/12/2018	31/12/2017
Administradores	292.514,85	380.392,19
Conselho de Administração	183.321,60	166.656,00
Conselho Fiscal	74.994,84	74.994,84
Total	<u>550.831,29</u>	<u>622.043,03</u>

17) Despesas por Natureza

Conforme estabelece o CPC 26, segue a abertura das despesas por natureza:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Compra de Gás e demais insumos	(579.524.331,28)	(352.250.095,81)
Custos de Operação e Manutenção da Rede	(10.034.508,17)	(10.527.332,76)
Amortização Operacional	(24.262.839,27)	(22.407.709,54)
Amortização Administrativa	(1.174.424,81)	(958.615,52)
Despesas com Materiais e Serviços	(25.364.547,75)	(24.860.466,13)
Despesas com Pessoal	(38.779.062,06)	(39.586.741,50)
Despesas Tributárias	(2.101.320,22)	(1.487.303,46)
Outras Receitas e Despesas Operacionais	14.274.422,98	7.168.832,47
Total	<u>(666.966.610,58)</u>	<u>(444.909.432,25)</u>

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Classificadas como:		
Custo dos Produtos Vendidos	(613.821.678,72)	(385.185.138,11)
Despesas comerciais, administrativas e gerais	(50.115.025,19)	(56.716.314,15)
Participação nos Lucros ou Resultados	(3.029.906,67)	(3.007.979,99)
Total	<u>(666.966.610,58)</u>	<u>(444.909.432,25)</u>

18) Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro da Companhia apresenta a seguinte composição:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Receitas Financeiras		
Aplicações Financeiras	5.320.888,06	11.687.895,50
Descontos Obtidos	213.844,77	257.597,44
Juros Recebidos	1.111.602,65	2.446.774,90
Multa Contratual	167.920,72	654.965,97
Variação Monetárias Ativa	21.081.873,66	435.669,99
Total	<u>27.896.129,86</u>	<u>15.482.903,80</u>

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Despesas Financeiras		
Descontos Concedidos	(88.279,75)	(108.571,83)
Despesas Bancárias	(108.852,94)	(90.513,35)
Juros Pagos	(53.701,68)	(346.401,63)
Juros sobre Empréstimos	(4.950.432,94)	(6.109.330,15)
Multa por Atraso de Pagamento	(56.676,22)	(88.249,21)
Variação Monetária Passiva	(1.695.888,07)	(531.686,35)
Total	<u>(6.953.831,60)</u>	<u>(7.274.752,52)</u>

Os valores registrados como Variação Monetária Ativa se referem, principalmente, às recuperações de Take or Pay e Ship or Pay ocorridas no exercício de 2018, totalizando R\$ 15,4 milhões, e variação da SELIC na recuperação de créditos tributários referentes à depreciação acelerada, totalizando R\$ 5,5 milhões.

19) Seguros

A companhia possui a cobertura pelos principais seguros:

<u>SEGURADORA</u>	<u>TIPO DE SEGURO</u>	<u>VIGÊNCIA</u>	<u>VALOR</u>
Ace Seguradora	Responsabilidade Civil	até agosto/2019	R\$ 40.324,08
Gente Seguradora	Patrimonial	até maio/2019	R\$ 3.957,91

Há também seguros prediais que estão vinculados aos contratos de locação dos imóveis, bem como seguros automotivo decorrentes do IPVA.

20) Créditos nas operações de venda e aquisição de gás

O Ship or Pay é cláusula contratual de transporte de gás natural, segundo a qual a concessionária para quem está sendo feito o transporte está obrigada a pagar pelo serviço, mesmo no caso do gás não ser transportado. Até 31/12/2018 foi registrado R\$ 37.596.388,42 a título de Ship or Pay, correspondente a quantidade de 179.986 mil m³ de gás natural, passível de recuperação por parte da Companhia até o ano de 2021. Este valor foi acrescido do Ajuste a Valor Justo em R\$ 6.932.908,89, totalizando o montante de R\$ 44.529.297,31.

21) Gerenciamento de risco de instrumentos financeiros

A Companhia possui exposições para os seguintes riscos de instrumentos financeiros:

- **Risco de crédito:** Risco decorrente da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores. Este risco está relacionado com fatores internos e externos à Sulgás.

O risco com clientes é mitigado mediante a manutenção de uma base de clientes sólida. O gerenciamento das contas a receber é realizado através da identificação dos recebimentos, detectando possibilidades de inadimplência e suspendendo o fornecimento de gás caso ela ocorra, e implementando políticas específicas de cobrança atreladas a garantias reais, sempre que possível.

- **Risco de mercado:** Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia computar prejuízos derivados de flutuações no preço de gás decorrente da variação no valor da “cesta de óleos” e das taxas de câmbio, aumentando os saldos das contas a pagar relativas ao gás adquirido.

Os riscos cambiais relacionam-se com a possibilidade de a Companhia computar queda significativa nas suas margens decorrente de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais (R\$) do custo sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes, quando possível.

- **Risco de liquidez:** Risco de liquidez é inerente a descasamentos entre pagamentos e recebimentos que possam afetar a capacidade de pagamentos da Companhia. A Sulgás administra o risco de liquidez através de premissas de recebimentos e desembolsos monitoradas diariamente pela área financeira, mantendo seus ativos financeiros em depósitos de curto prazo com liquidez imediata em instituições de primeira linha, além da manutenção de linhas de crédito adequadas aos seus compromissos.

22) IFRS 15 (CPC 47) - Receitas de contratos com clientes

O IFRS 15 (CPC 47) estabeleceu um novo modelo para as empresas utilizarem na contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes. Este pronunciamento substituiu as orientações anteriores para o reconhecimento da receita presentes no IAS 18 (CPC 30 (R1)) - Receitas, IAS 11 (CPC 17 (R1)) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, e se tornou efetivo a partir de 01/01/2018.

De acordo com este Pronunciamento, a entidade reconhece a receita quando (ou se) a obrigação de performar for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são transferidos ao cliente.

Os Administradores da Companhia avaliaram as principais fontes de receita da entidade e entenderam que as mesmas deverão ser reconhecidas no determinado momento em que a entrega do gás e/ou o serviço é realizado. Portanto, a companhia manterá o mesmo tratamento contábil para todas as obrigações de desempenho existentes.

Neste sentido, a Administração da entidade não identificou impactos significativos na aplicação do IFRS 15 (CPC 47) sobre a posição patrimonial e financeira e/ou o desempenho das operações das companhias.

23) IFRS 16 (CPC 06 R2) - Operações de Arrendamento Mercantil

A IFRS 16 entra em vigor para períodos anuais com início em 2019 em substituição ao IAS 17 (Arrendamento – CPC06), IFRIC 4 (Determinar se um acordo contém uma locação – ICPC 03), SIC 15 (Locações Operacionais-Incentivos – ICPC 03) E SIC 27 (Avaliação da Essência de Transações Envolvendo a Forma Legal de um Arrendamento (ICPC 03).

A Companhia arrenda imóveis, veículos e equipamentos, sendo que serão reconhecidos como um ativo de direito de uso e um passivo correspondente na data em que o ativo arrendado é disponibilizado para uso pela Companhia. Cada pagamento da locação é alocado entre o passivo e o custo financeiro.

A adoção inicial deste pronunciamento alcança os ativos arrendados em contratos com vigência superior a 12 meses e com valores individuais por objeto superiores a U\$ 5.000,00 (cinco mil dólares).

O custo financeiro é reconhecido no resultado durante o período do arrendamento, de modo a produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período. O ativo do direito de uso é amortizado durante a vida útil mais curta do ativo e o prazo do arrendamento pelo método linear.

Ativos e passivos decorrentes de arrendamento mercantil são inicialmente mensurados com base no valor presente.

Pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo e arrendamentos de ativos de baixo valor são reconhecidos pelo método linear como despesa no resultado.

O impacto estimado na posição patrimonial em 1º de janeiro de 2019 é o seguinte:

Ativo	
Ativos de direito de uso	<u>8.372.555,85</u>
Passivo	
Arrendamento Mercantil	<u>8.372.555,85</u>
Patrimônio Líquido	<u>-</u>

24) IFRS 9 (CPC 48) - Instrumentos Financeiros

O IFRS 9 (CPC 48) emitido em novembro de 2009 introduziu novos requerimentos de classificação e mensuração de ativos financeiros. O IFRS 9 (CPC 48) foi alterada em outubro de 2010 para incluir requerimentos para classificação e mensuração e desreconhecimento de passivos financeiros, e em novembro de 2013 para incluir novos requerimentos para contabilidade de hedge.

Outra revisão do IFRS 9 (CPC 48) foi emitido em julho de 2014 e incluiu, principalmente: (a) requerimentos de impairment para ativos financeiros; e (b) alterações limitadas para os requerimentos de classificação e mensuração ao introduzir um critério de avaliação a “valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes” (FVTOCI) para alguns instrumentos de dívida simples.

Os Administradores da Companhia identificaram necessidade de Ajuste a Valor Justo nos Créditos nas Operações de Venda e Aquisições de Gás de acordo com a nota explicativa 20. Na provisão esperada de crédito de liquidação duvidosa concluíram que a mensuração será mantida na mesma base adotada, pois não identificaram impactos relevantes nas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 (conforme nota explicativa 5).

25) Receitas e Custos de Construção

Conforme preceitua o CPC 17, bem como a ICPC 01 e a OCPC 05 a Sulgás reconhece as seguintes Receitas e Custos de Construção:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
RECEITA DE CONSTRUÇÃO	22.060.529,51	17.055.007,32
CUSTOS DE CONSTRUÇÃO	(22.060.529,51)	(17.055.007,32)
MARGEM	-	-

26) Eventos Subsequentes

A Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – Sulgás, avaliou os eventos subsequentes até 13 de março de 2019, que é a data da autorização de conclusão das demonstrações contábeis pela Diretoria da empresa, não evidenciando fato subsequente que afetasse as Demonstrações Contábeis de 31/12/2018.

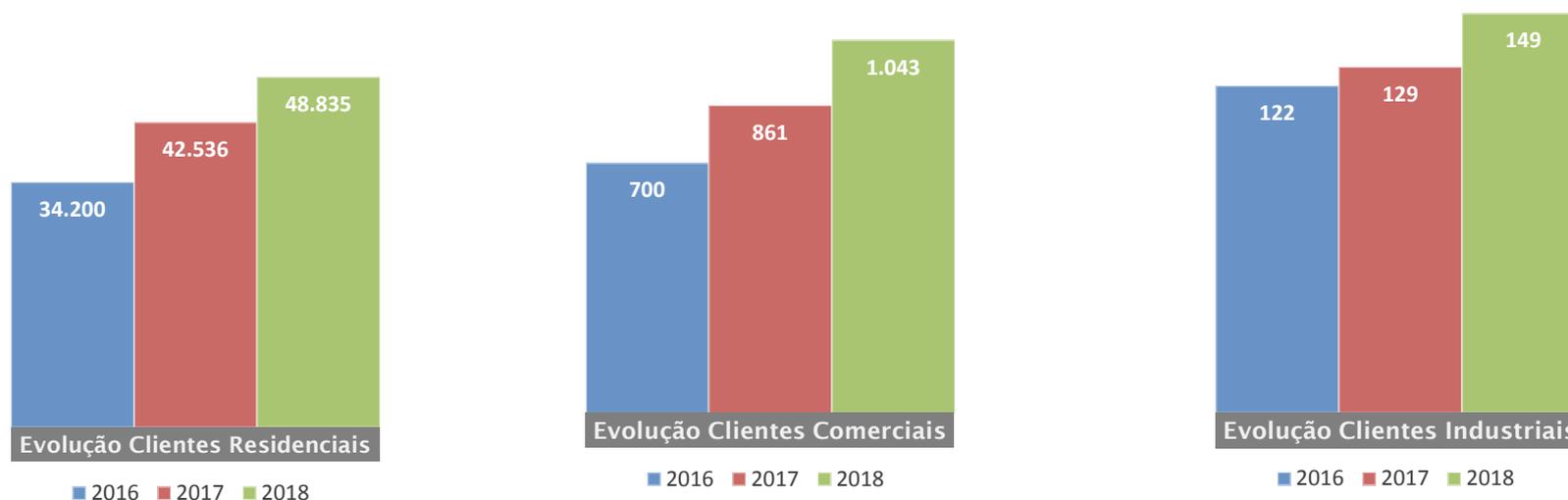
Antonio Rafael Cereser Pezzella
Diretor Presidente

Bernardo Celestino Prates
Diretor Técnico-Comercial

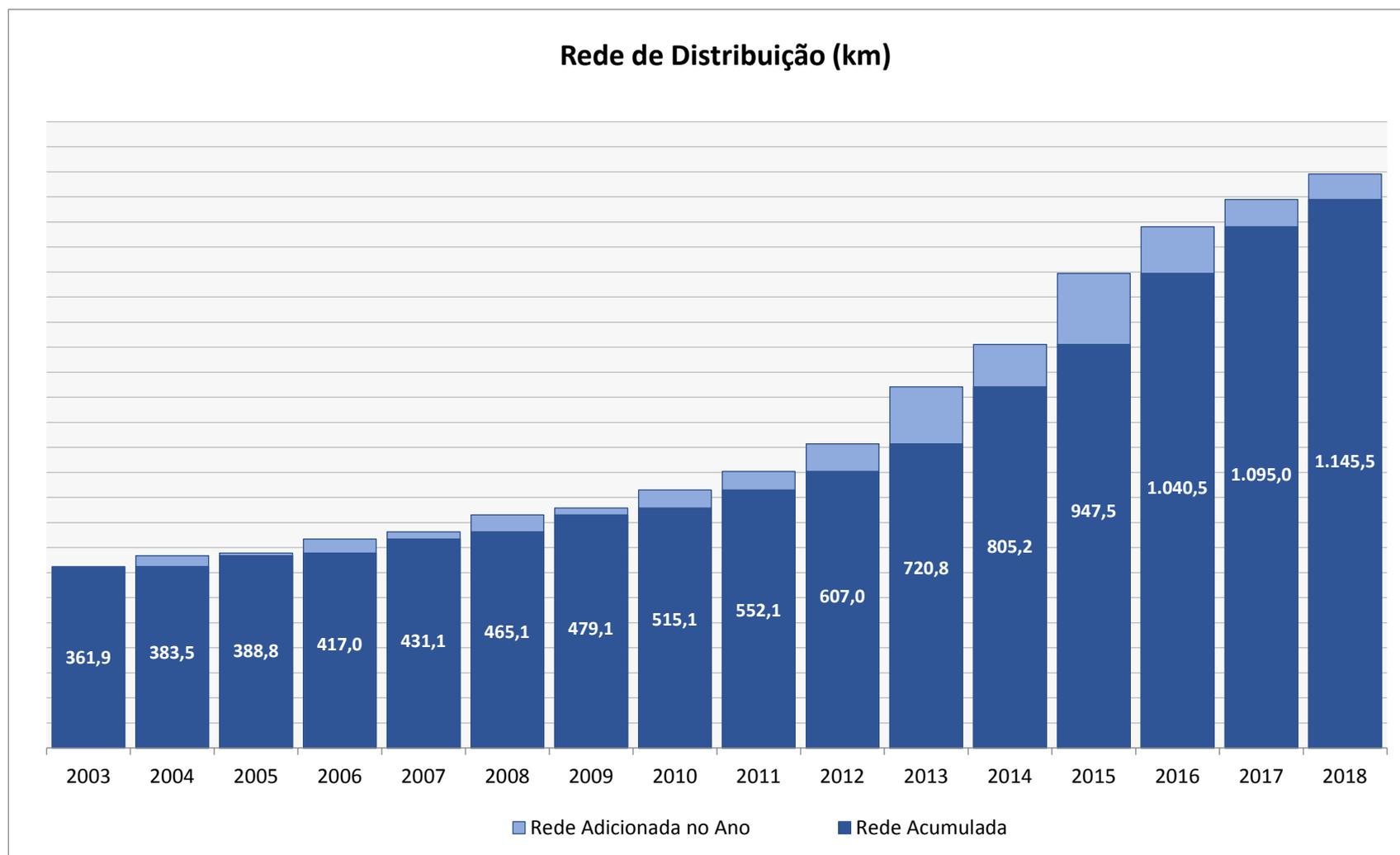
Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077

A Diretoria Executiva da Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS, no cumprimento de disposições legais e estatutárias, apresenta à Assembleia Geral Ordinária, após parecer do Conselho Fiscal e ouvido o Conselho de Administração, as Demonstrações Financeiras previstas em Lei relativas ao exercício findo em 31/12/2018, destacando também os eventos operacionais, financeiros e administrativos mais significativos do ano de 2018. As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei 6.404/76 das Sociedades por Ações. A Sulgás é uma sociedade de economia mista, criada em 1993, autorizada pela Lei Estadual n.º 9.128 de 07/08/1990, alterada pela Lei n.º 9.705 de 24/07/1992, tendo concessão para exploração dos serviços locais de gás canalizado no Estado pelo prazo de 50 (cinquenta) anos conforme Contrato de Concessão firmado em 19/04/1994. A Companhia tem como acionistas o Estado do Rio Grande do Sul e a Petrobras Gás S/A - Gaspetro, sendo a composição acionária de 51% do Estado e 49% da Gaspetro. Tem por objetivo executar serviços relativos à pesquisa tecnológica, produção, aquisição, armazenamento, distribuição e comercialização de gás natural e seus subprodutos e derivados, de acordo com a evolução tecnológica, o desenvolvimento econômico e as necessidades sociais. Poderá, subsidiariamente, efetuar a aquisição, montagem e eventual fabricação de equipamentos e componentes, visando otimizar o uso do gás natural e seus subprodutos e derivados, bem como executar os serviços. Sua carteira de clientes é formada pelos segmentos industrial, cogeração, veicular, comercial, geração de ponta / cogeração / climatização, residencial e termoeletrico. O ano de 2018 foi marcado por retomada, ainda que lenta, da atividade econômica do país, confirmada pelo desempenho do setor industrial cujo consumo de gás registrou elevação de 13,9% em relação ao ano anterior. Destaque positivo também para o mercado de gás veicular, que cresceu 32,8%, refletindo maior competitividade do energético frente aos combustíveis líquidos, aumento da percepção de segurança de oferta por parte de consumidores. No mercado urbano a Sulgás manteve o foco na estratégia de ampliação de mercado e consolidação da base de clientes, colhendo resultados igualmente positivos, sendo adicionados mais de 6.500 clientes à carteira, encerrando o ano com 50.138 clientes. Em especial, no segmento comercial a empresa superou os 1.000 clientes, tornando-se a única distribuidora de gás fora do eixo RJ-SP a possuir essa marca. Visando a melhoria ao atendimento do mercado consumidor, a Companhia mantém sua prática de aplicação de pesquisa ativa de satisfação dos clientes do Mercado Urbano, através do Serviço de Atendimento ao Cliente (SAC), verificando como foi o primeiro contato com a Companhia, o processo de venda, a execução das obras, o processo de cobrança e a satisfação em relação ao produto gás natural.

CARTEIRA DE CLIENTES	2016	2017	2018
Industrial	122	129	149
Comercial	700	861	1.043
Veicular	83	84	85
Residencial	34.200	42.536	48.835
Cogeração PPT	2	2	2
Geração Ponta / Cogeração / Climatização	17	18	23
Geração Elétrica	1	1	1
TOTAL	35.125	43.631	50.138



No tocante a investimentos, a Sulgás realizou R\$ 22,1 milhões no exercício. Os maiores investimentos foram concentrados no segmento urbano da região Metropolitana da Capital, em especial em Porto Alegre e nos municípios de São Leopoldo, Canoas e Novo Hamburgo. Todos os investimentos foram realizados com base no Planejamento Estratégico 2020 e no Plano de Investimentos 2018-2022. Ao longo do ano a malha de dutos cresceu 50,5 quilômetros, integralizando 1.145,5 quilômetros em redes de distribuição no Estado.



Faz-se mister salientar, ainda, a manutenção da política de austeridade na gestão implantada pela Administração, proporcionou uma economia orçamentária de R\$ 10 milhões em Despesas Operacionais no exercício. Os esforços sobrepujaram as adversidades e permitiram que a Companhia atingisse bons resultados, que culminaram com um Lucro Líquido de R\$ 73,35 milhões. Por fim, no cenário atual de mudanças no setor do gás, a Sulgás reafirma seu compromisso de colaborar com o desenvolvimento de um arcabouço regulatório capaz de garantir participação estratégica do gás natural no desenvolvimento do estado do Rio Grande do Sul, tornando viável a universalização preconizada pelos princípios e regras da concessão estadual para os serviços de gás canalizado.

Companhia de Gás do Estado de Porto Alegre – SULGÁS

CNPJ/MF – 72.300.122/0001-04

NIRE – 43.300.033.104

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Aos vinte e nove dias do mês março de dois mil e dezenove, às doze horas, na sede social da Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS, situada na Rua Sete de Setembro, 1069, 5º andar, Bairro Centro Histórico, Porto Alegre – RS, CEP 90.010-191, realizou-se a Reunião do Conselho Fiscal da Companhia para examinar o Relatório anual da Administração, as Demonstrações Financeiras da Companhia, compreendendo: Balanço Patrimonial, Demonstração de Resultado do Exercício, Demonstração dos Resultados Abrangentes, Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, Demonstração do Fluxo de Caixa, Demonstração do Valor Adicionado e as Notas Explicativas, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. Examinados todos os documentos acima citados e em face das informações prestadas pela Diretoria de Administração e Finanças da Companhia e do Parecer elaborado pela Exacto Auditoria S/S, emitido sem ressalvas, decidiu o Conselho Fiscal exarar o seguinte parecer:

PARECER

1. Os membros do Conselho Fiscal da Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS procederam ao exame do Relatório de Administração e das Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 e, com base no Parecer dos Auditores Independentes elaborado pela Exacto Auditoria S/S, emitido sem ressalvas, datado de 13 de março de 2019, concluem que as referidas Demonstrações Financeiras obedecem aos dispositivos legais e regulamentares aplicáveis, opinando favoravelmente à aprovação das referidas matérias a serem submetidas à discussão na próxima Assembleia Geral Ordinária da Companhia.
2. Adicionalmente o Conselho Fiscal opina favoravelmente a proposta encaminhada pelo Conselho de Administração para a Assembleia Geral Ordinária, através da Ata da 213ª, realizada em 29 de março de 2019, referente à destinação do Lucro Líquido do exercício conforme segue:

Página 1 de 2



2.1) Lucro líquido do exercício após as participações no valor de R\$ 73.353.063,43 (setenta e três milhões, trezentos e cinquenta e três mil, sessenta e três reais e quarenta e três centavos); 2.2) Não houve Constituição da Reserva Legal da Companhia, pois o limite de constituição de 20% do capital social foi atingido no exercício de 2017); 2.3) Juros Sobre Capital Próprio no valor de 6.447.036,78 (seis milhões, quatrocentos e quarenta e sete mil, trinta e seis reais e setenta e oito centavos); 2.4) Proposição de criação de Reserva de Lucros a realizar no valor de R\$ 6.932.908,89 (seis milhões, novecentos e trinta e dois mil, novecentos e oito reais e oitenta e nove centavos), referente à atualização a valor justo dos créditos de *Ship Or Pay* – SOP, com base no art. nº 197, § 1º, inciso II, da Lei nº 6.404/76; 2.5) Distribuição de Dividendos no valor de R\$ 59.973.117,76 (cinquenta e nove milhões, novecentos e setenta e três mil, cento e dezessete reais e setenta e seis centavos, sendo: i) 50%, no valor de R\$ 29.986.558,88 (vinte e nove milhões, novecentos e oitenta e seis mil, quinhentos e cinquenta e oito reais e oitenta e oito centavos), com previsão de serem pagos nos meses de maio e junho de 2019; ii) e, o restante de 50% no valor de R\$ 29.986.558,88 (vinte e nove milhões, novecentos e oitenta e seis mil, quinhentos e cinquenta e oito reais e oitenta e oito centavos), até dezembro de 2019, de acordo com a disponibilidade financeira da Companhia e observando-se as restrições constantes na Cláusula 18.17 do contrato firmado entre BNDES, BNDESPAR e SULGÁS.

Porto Alegre, 29 de março de 2019.


Vera Inêz Salgueiro Lermen
Conselheira


Marcio Musso de Góes
Conselheiro


Ademir Baretta
Conselheiro

**RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

Ilmos. Srs.

Diretores, Conselheiros e Acionistas da

CIA. DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS

Porto Alegre/RS

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da **CIA. DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL – SULGÁS** (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as 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 **CIA. DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL – SULGÁS** em 31 de dezembro de 2018, 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 a seguir 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.



Outros Assuntos

Demonstração do Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 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 Contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 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 contábeis tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente por nós auditados de acordo com as normas de auditoria vigentes por ocasião da emissão do relatório em 15 de fevereiro de 2018 sem modificação.

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 de Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório de Gestão 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 de Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com 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 de Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.



Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A Administração da Companhia 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. 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, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. 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.

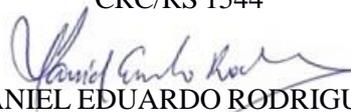
Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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. Durante nossos trabalhos não identificamos deficiências significativas nos controles internos.

Porto Alegre, RS, 13 de março de 2019.

EXACTO AUDITORIA S/S

CRC/RS 1544



DANIEL EDUARDO RODRIGUES

CONTADOR CRC/RS 30.361

