

# **1 – RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO**

## **Exercício de 2018**

## 1.1- INTRODUÇÃO

Senhoras e Senhores Associados,

Apresentamos o relatório das principais atividades do exercício de 2018, em conjunto com as demonstrações contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária e regulatória do setor elétrico, e também o Balanço Social o qual consideramos importante para divulgar o desempenho social e ambiental da Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior - CERESJ para a sociedade, parceiros e consumidores.

### 1.1.01 - MENSAGEM DO PRESIDENTE

As realizações do ano de 2018 demonstram mais uma vez a continuidade da seriedade dedicada ao patrimônio do associado, e do comprometimento com o atendimento a toda a sociedade, associados, parceiros e consumidores. Mais uma vez pode-se afirmar que os objetivos foram cumpridos em todos os setores da cooperativa.

A transparência na administração da CERESJ possibilita que qualquer cidadão conheça toda a estrutura, organização e operacionalização de todos os campos de trabalho da cooperativa.

Os funcionários da CERESJ, em especial aqueles que enfrentam a chuva, sol forte, a diversidade de horários, os riscos de acidentes elétricos, continuam sendo alvo de muita atenção, com treinamentos, fornecimento de equipamentos adequados e reconhecimento pelo trabalho desenvolvido.

Destacamos os investimentos na ampliação, melhoria e reforço da rede de distribuição neste ano de 2018, bem como aquisição de veículos e materiais para reforma e construção de rede.

A CERESJ mantém entre seus objetivos a aproximação com seus associados e consumidores, priorizando sempre o melhor atendimento possível, na busca constante de proporcionar soluções, crescimento e desenvolvimento a todos os interessados na sua área de atuação.

## 1.1.02 - MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Mais um ano é encerrado e estamos aqui, prestando contas a você associado e demais interessados sobre resultado dos nossos trabalhos e do esforço conjunto de toda a diretoria, em busca do melhor desempenho de nossa cooperativa. O bem estar de nossos associados e consumidores são nossa preocupação central e a própria razão de ser de nossa dedicação e esforço, porque entendemos que sendo instrumento para o desenvolvimento das atividades dos associados, é o seu bem estar quem dá sustentação e sentido a nossa vontade, luta e trabalho.

Os nossos associados realmente acreditam no trabalho desta administração, que atua norteada pelo trabalho livre, honesto e desinteressado oferecido a cada um daqueles que em seu nome, se dedica a CERESJ. A vocês associados em especial, a quem devotamos o nosso trabalho, apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis referente ao exercício de 2018, acompanhadas dos pareceres do Conselho Fiscal e do Relatório dos Auditores Independentes.

## 1.1.03 - PERFIL

A Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior - CERESJ, constituída em 20 de junho de 1970, é uma cooperativa do ramo de infra-estrutura, com sede administrativa na Rua João Coan, 300, Jardim São Nicolau, município de Biguaçu, Estado de Santa Catarina.

Em 30 de Dezembro de 2008 a CERESJ assinou contrato com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, onde adquiriu o status de permissionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Atuando em quinze municípios, dos 293 que compõem o estado de Santa Catarina, atende os municípios de: Águas Mornas, Antonio Carlos, Angelina, Biguaçu, Canelinha, Governador Celso Ramos, Leoberto Leal, Major Gercino, Nova Trento, Rancho Queimado, Palhoça, São José, São Pedro de Alcântara, Santo Amaro da Imperatriz e Tijucas. A área de concessão totaliza 1.680,56 Km<sup>2</sup>.

A CERESJ segue a política de qualidade, buscando a melhoria continua na coleta de dados dos indicadores de continuidade individual e coletivo, através da capacitação e treinamento dos seus colaboradores, para atender os requisitos regulamentares do cliente, expectativas dos associados e demais partes interessadas na área de Distribuição de Energia Elétrica.

Para bom desempenho e a qualidade no atendimento, conta com uma central de atendimento na sede do município de Biguaçu e sua arrecadação é realizada em cobrança integrada disponível em qualquer agência bancária em nível nacional.

O número de colaboradores efetivos em 31 de dezembro de 2018 era de 84 e o número de consumidores associados 13.980 e não associados de 426.

A CERESJ tem seu sistema de distribuição composto conforme quadro a seguir:

<b>Composição do Sistema de Distribuição</b>			
<b>Descrição</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>Variação</b>
Redes de Distribuição-Projeção em Solo (Km)	2.699,17	2.603,77	3,66%
Postes	22.211	20.217	9,86%
Transformadores	2.522	2.481	1,65%
Potência Instalada em Transformadores (KVA)	54.866	52.149	5,21%

### 1.1.04 – ESTRUTURA SOCIETÁRIA

O Estatuto Social da Cooperativa é o documento oficial que determina o funcionamento de cada órgão existente. É aprovado em Assembléia Geral, órgão supremo, que determina e autoriza a aplicação destas regras.

A igualdade se consolida na disposição estatutária que define que independente do número de quotas parte de capital que tenha o associado, este terá direito a um único voto nas assembleias.

## 1.2– CENÁRIO – COOPERATIVISTA

### 1.2.01 - CAPITAL SOCIAL E NÚMERO DE ASSOCIADOS

Valores em R\$

<b>Ano</b>	<b>N.º Coop.</b>	<b>Capital</b>		
		<b>Subscrito</b>	<b>Integralizado</b>	<b>A Integralizar</b>
2007	7790	19.845,00	16.537,50	3.307,50
2008	8328	23.310,00	24.277,50	-967,50
2009	8855	22.260,00	21.285,00	975,00
2010	9461	15.945,00	15.135,00	810,00
2011	9924	7.890,00	9.270,00	-1.380,00
2012	10361	20.340,00	17.310,00	3.030,00
2013	10892	11.100,00	10.335,00	765,00
2014	11966	26.445,00	26.898,00	-453,00
2015	12449	15.240,00	14.985,00	255,00
2016	12931	14.640,00	14.295,00	345,00
2017	13467	16.740,07	16.260,07	480,00
2018	13980	15.481,73	14.742,90	738,83

Em 2018 foram admitidos 536 novos associados com de 5 desligamentos de associados. O Capital Social teve um acréscimo por subscrição no valor de R\$ 14.742,90



## 1.2.02 - INGRESSOS/RECEITAS E DISPÊNDIOS/DESPESAS C/ENERGIA ELÉTRICA

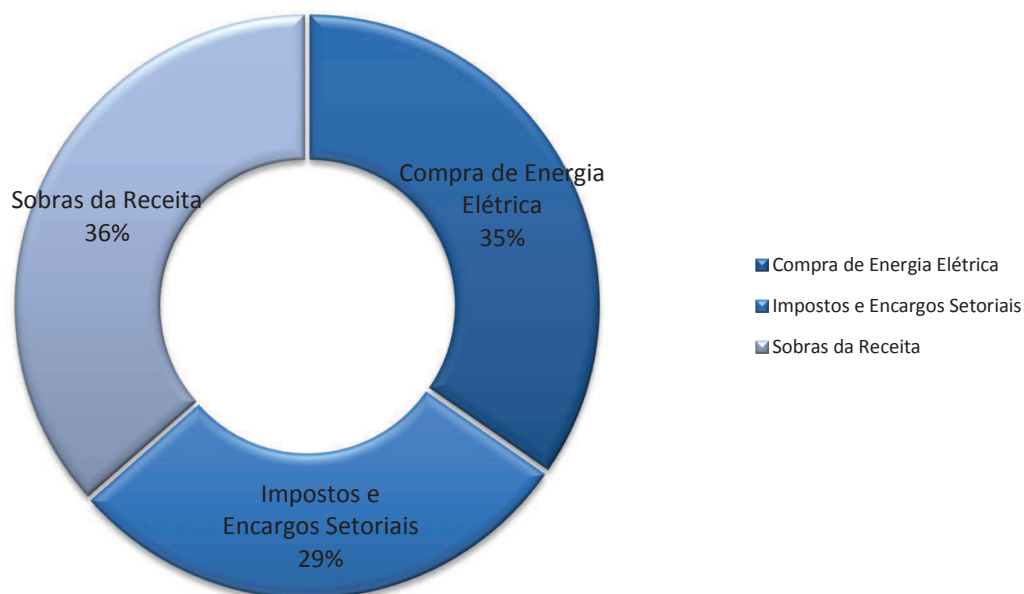
Valores em R\$ mil

Descrição	2018	2017	Varição
(+) Ingressos/Receitas com energia	100% 21.660,65	100% 18.869,03	14,79%
(-) Custo de compra da energia	34,7% 7.511,57	23,3% 5.039,07	49,07%
(-) Impostos e Encargos Setoriais	28,8% 6.236,65	25,9% 5.604,56	11,28%
<b>(=) Sobras de receitas com energia</b>	<b>36,5% 7.912,43</b>	<b>38,0% 8.225,40</b>	<b>-3,80%</b>

OBS: Energia elétrica (faturada)

Em 2018 a compra de energia elétrica representou 34,7% da receita, o pagamento de impostos (ICMS, ISS, PIS, COFINS) e os encargos setoriais representaram 28,8% da receita.

## Resultado da Energia Elétrica



### 1.2.03 - RESULTADO DO EXERCÍCIO E DESTINAÇÕES

Descrição	Valores em R\$		
	2018	2017	Variação
(+) Ingressos/Receitas totais	35.581.467,18	25.046.129,54	42,06%
(-) Dispêndio/Despesas totais	30.904.443,58	21.112.308,98	46,38%
<b>(=) Resultado do Exercício</b>	<b>4.677.023,60</b>	<b>3.933.820,56</b>	<b>18,89%</b>
(-) Destinações Estatutárias	3.674.926,47	3.098.585,07	18,60%
(+) Realização Reserva (RATES)	473.403,36	423.591,83	11,76%
(+) Realização Res.de Reavaliação PL	207.102,66	246.126,41	-15,86%
(+) Realização Res.de Manut.Ampl.e Melhoria	670.862,93	516.977,92	29,77%
<b>(=) Sobras a Disposição da AGO</b>	<b>2.353.466,08</b>	<b>2.021.931,65</b>	<b>16,40%</b>

Destinação	Valores em R\$		
	2018	2017	Variação
Reserva Legal	400.838,86	334.094,20	19,98%
RATES	496.299,91	412.302,08	20,37%
Reserva de Manutenção Ampliação e Melhoria	2.405.033,14	2.004.565,18	19,98%
<b>Total</b>	<b>3.302.171,91</b>	<b>2.750.961,46</b>	<b>20,04%</b>

## Proposta

A administração da CEREJ após deliberação interna do seu conselho de administração em 12 de março de 2019, apresenta como sugestão para apreciação da assembléia geral ordinária a seguinte proposta de destinação de sobras:

- R\$ 2.000.000,00 para o Fundo de Manutenção Ampliação e Melhoria.
- R\$ 353.466,08 para CEREJ GD, na forma de doação para manutenção dos Custos operacionais da PCH.

## Justificativa

A administração com um posicionamento estratégico entende que os dados analisados até o momento apresentam crescimento da Cooperativa, e necessitamos de melhor estrutura, a destinação de R\$ 2.000.000,00 para este Fundo de Manutenção Ampliação e Melhoria visa a construção de nova Sede e a aquisição de materiais para ampliação e reforma da rede.

### 1.2.04 - AMPLIAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Para melhorar ainda mais a qualidade da energia fornecida aos associados, proporcionando estabilidade ao seu sistema elétrico, a CEREJ construiu, ampliou e reformou 273,63 km de redes nas localidades abaixo relacionadas:

#### Construção/Ampliação/Reforma das Redes

Localidade	2018		2017	
	Metros	Km	Metros	Km
Águas Mornas	5.530	5,530	16.190	16,190
Antonio Carlos	7.540	7,540	9.290	9,290
Angelina	39.430	39,430	19.910	19,910
Biguaçu	91.600	91,600	11.470	11,470
Canelinha	450	0,450	810	0,810
Governador Celso Ramos	0	0,000	120	0,120
Leoberto Leal	31.890	31,890	51.980	51,980
Major Gercino	25.090	25,090	9.800	9,800
Nova Trento	16.460	16,460	1.280	1,280
Rancho Queimado	8.900	8,900	7.950	7,950
Palhoça	1.340	1,340	1.880	1,880
São José	0	0,000	0	0,000
São Pedro de Alcântara	21.720	21,720	19.230	19,230
Santo Amaro da Imperatriz	100	0,100	1.430	1,430
Tijucas	23.580	23,580	5.920	5,920
<b>Total</b>	<b>273.630</b>	<b>273,630</b>	<b>157.260</b>	<b>157,260</b>

Cumpre-nos também o dever de informar nossos associados e esta assembléia que o planejamento de 2018 e as programações executadas foram: reformas, ampliações, construções de novas redes; Execução de projeto de pesquisa e desenvolvimento em parceria com outras cooperativas do sistema FECOERUSC, abordando um sistema de medição para mitigar perdas técnicas.

Estas providências foram tomadas com senso de responsabilidade da nossa diretoria e nos fazem lembrar em muito a motivação dos fundadores da cooperativa no sentido de bem servir nossa gente.

### **1.2.05 - ATIVIDADES SOCIAIS**

- Desenvolver programas relacionados a conscientização da preservação ambiental junto as escolas e comunidades da área de atuação da CERESJ, assim como implementar atividades de plantio e reflorestamento com árvores nativas em áreas degradadas nos Municípios atendidos pela Cooperativa;
- Apoio a atividades junto aos associados e as comunidades conforme previsão do Fundo de Assistência Técnica, Educacional e Social (FATES).

### **1.2.06 - ORGANIZAÇÃO, LEGISLAÇÃO E GERENCIAMENTO**

Na área operacional, para o atendimento das atividades regulatórias e o cumprimento da legislação do setor elétrico, a CERESJ busca constantemente esforço para atingir um modelo de gestão mais arrojado em termos técnicos, com recursos humanos mais capacitados, apesar do modesto contexto socioeconômico local, e para que todas as exigências da ANEEL a rigor fossem cumpridas.

### **1.2.07 – PLANEJAMENTO**

As metas para o planejamento de 2019 são as seguintes:

- Continuidade nos projetos de Melhoria das Redes Elétricas;
- Continuidade na execução dos projetos de ampliação de redes elétricas de acordo com as diretrizes da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- Continuidade no procedimento de supressão de vegetação próximo as redes elétricas;
- Expansão da qualificação e do aprimoramento profissional das Equipes de Atendimento Comercial, do Departamento Pessoal, Contábil e Técnico da Cooperativa, com apoio da Federação das Cooperativas do Estado de Santa Catarina e do SESCOOP/SC;



•Celebração de Acordo de Cooperação Técnica entre CELESC e CEREJ.

## 1.3 – CENÁRIO - PERMISSIONÁRIA

### 1.3.01 - DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente (base dezembro/2018), a CEREJ possui 13.256 consumidores sendo que 100% estão localizados na área rural, não registrando consumidor com Status de “Consumidor Livre”.

Classe	Receita Bruta em R\$ mil			
	Consumidores		Receita	
	<b>2018</b>			
Residencial, Rural	98%	13.565	77%	11.017,50
Industrial, Comercial, Outros	2%	328	23%	3.271,27
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>13.893</b>	<b>100%</b>	<b>14.288,77</b>

### 1.3.02 - LIGAÇÃO DE CONSUMIDORES

No ano de 2018 foram realizadas xxx novas ligações, sendo: xxx residenciais, xx rurais, x comerciais, totalizando 13.980 consumidores atendidos.

### 1.3.03 - COMPORTAMENTO DO MERCADO

A CEREJ não possui geração de energia. Toda a energia comercializada é obtida através da aquisição junto a principal concessionária do estado de Santa Catarina, CELESC Distribuidora S.A.

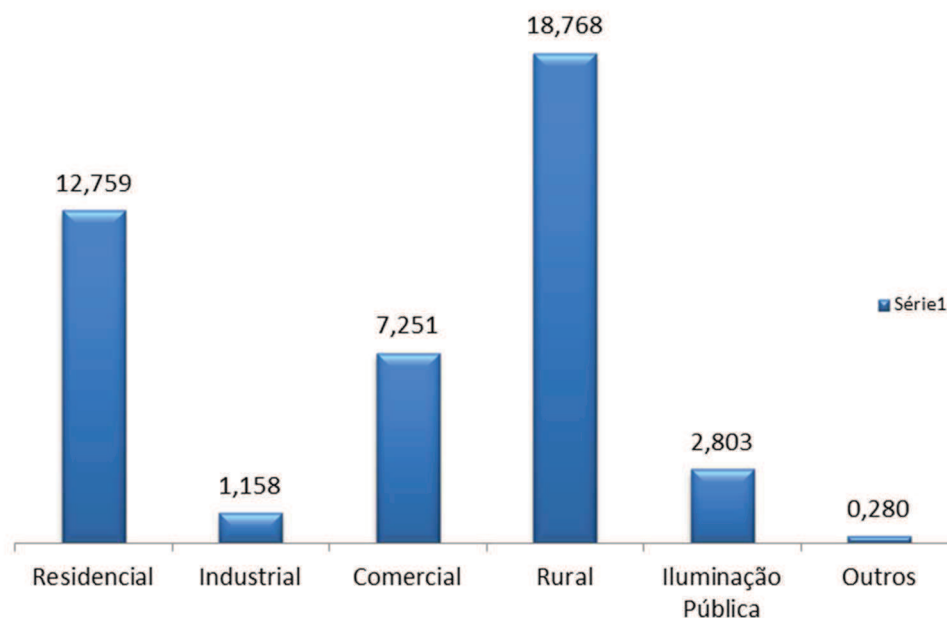
### 1.3.04 - DISTRIBUIÇÃO DIRETA POR CLASSE DE CONSUMO

O mercado da CEREJ é representado por 100% de Consumidores Cativos. Com relação a este mercado cativo, tivemos um acréscimo de 8,11% quando comparado com o desempenho do exercício anterior. A classe Industrial foi a que apresentou maior crescimento com 21,77%. A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

### Consumo por classe de consumidores - em GWh

Classe	2018		2017		Variação
Residencial	30%	12,759	30%	11,827	7,88%
Industrial	3%	1,158	2%	0,951	21,77%
Comercial	17%	7,251	17%	6,747	7,47%
Rural	43%	18,768	43%	17,638	6,41%
Iluminação Pública	7%	2,803	6%	2,346	19,48%
Outros	1%	0,280	1%	0,284	-1,41%
<b>Total</b>	<b>101%</b>	<b>43,019</b>	<b>99%</b>	<b>39,793</b>	<b>8,11%</b>

### Consumo em GWh



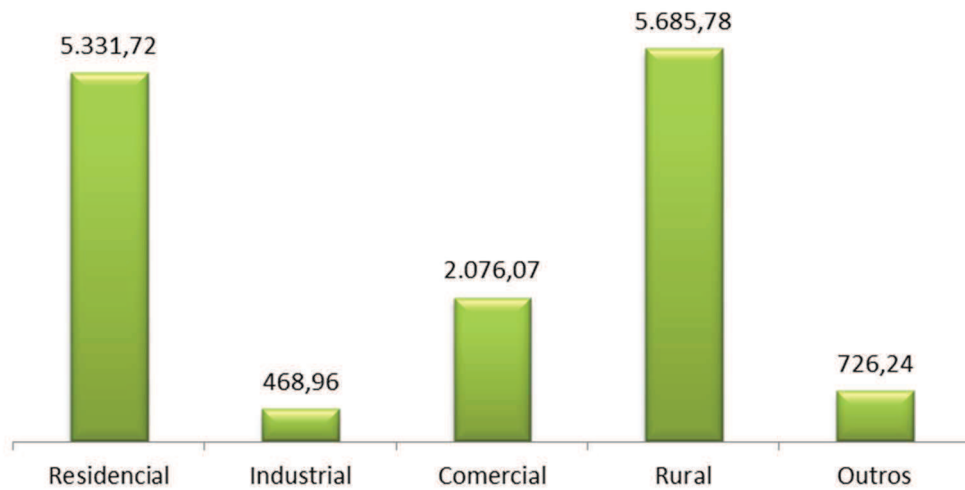
### 1.3.05 - RECEITA

A receita bruta decorrente do fornecimento de energia elétrica faturada no exercício totalizou em R\$ 16.700,35 (R\$/mil), conforme quadro a seguir:

Classe	Receita Bruta em R\$ mil				
	2018		2017		Variação
Residencial	37%	6.185,70	37%	5.331,72	16,02%
Industrial	3%	545,79	3%	468,96	16,38%
Comercial	15%	2.526,37	15%	2.076,07	21,69%
Rural	40%	6.621,21	40%	5.685,78	16,45%
Outros	5%	821,28	5%	726,24	13,09%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>16.700,35</b>	<b>100%</b>	<b>14.288,77</b>	<b>16,88%</b>

OBS: Energia elétrica (faturada)

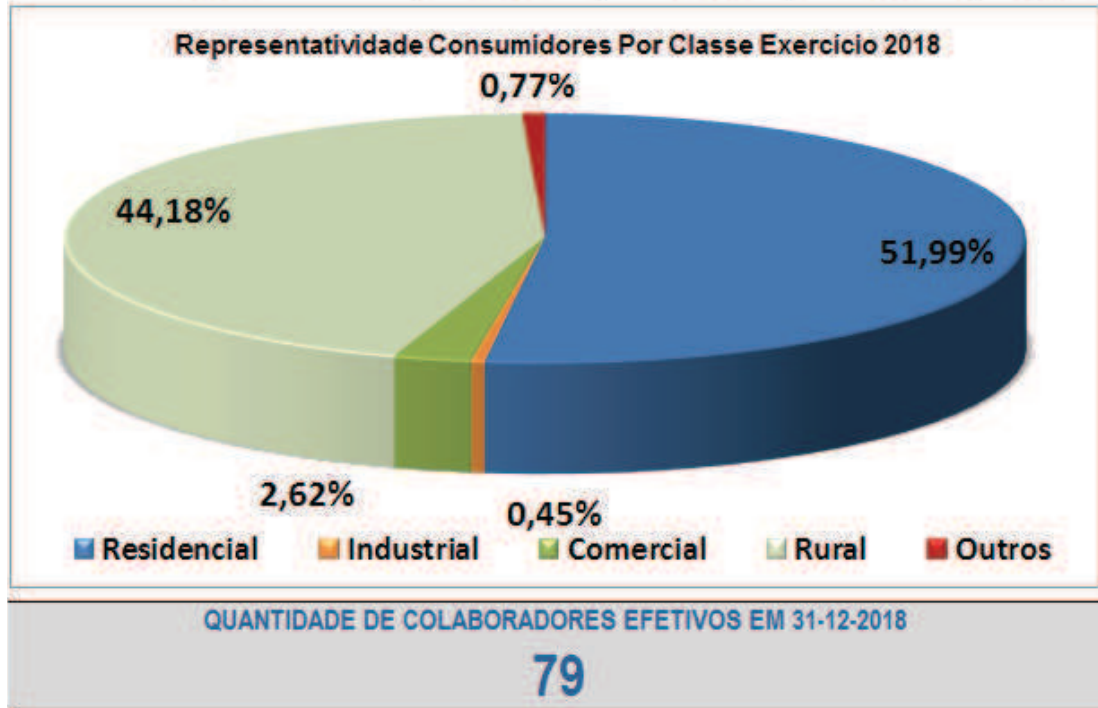
### Receita Bruta em R\$ mil



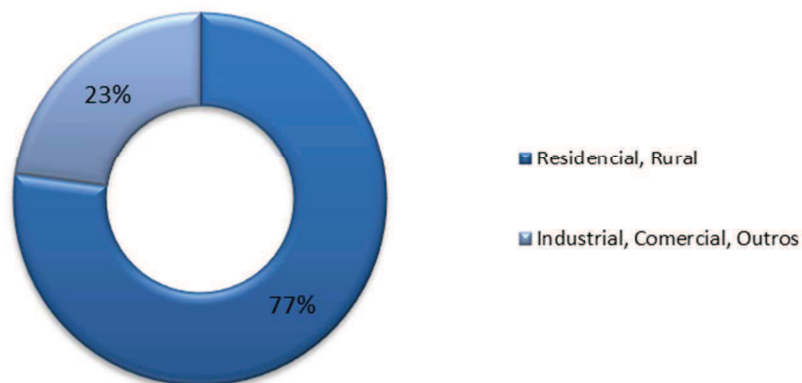
#### 1.3.06 - NÚMERO DE CONSUMIDORES

O número de consumidores faturados em dezembro de 2018, apresentou um crescimento de 2,98% sobre o mesmo mês do ano anterior, como se observa no quadro a seguir:

Classe	Numero de Consumidores			
	2018	2017	Variação	
			Em Qtdd	Em %
Residencial	6.892	6.550	342	5,22%
Industrial	59	58	1	1,72%
Comercial	347	354	-7	-1,98%
Rural	5.856	5.809	47	0,81%
Outros	102	102	0	0,00%
<b>Total</b>	<b>13.256</b>	<b>12.873</b>	<b>383</b>	<b>2,98%</b>



### Receita X Classes - 2017



### 1.3.07 - TARIFAS

A tarifa média de fornecimento de energia elétrica, em dezembro de 2018 era de R\$ 512,08/MWh, com aumento de 28,14% com relação a dezembro de 2017.

Valores em R\$ mil						
Composição da Tarifa	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Outros
<b>Tarifa aplicada</b>	<b>5.331,72</b>	<b>468,96</b>	<b>2.076,07</b>	<b>5.685,78</b>	<b>126,90</b>	<b>599,35</b>
Energia faturada em GWh	11,827	0,951	6,747	17,638	0,276	2,348
<u>Tarifa por GWh faturado</u>	<u>450,81</u>	<u>493,12</u>	<u>307,70</u>	<u>322,36</u>	<u>459,78</u>	<u>255,26</u>
<b>(-) Impostos</b>	<b>1.027,65</b>	<b>82,64</b>	<b>586,25</b>	<b>1.532,58</b>	<b>23,99</b>	<b>204,02</b>
PIS	3,31	0,27	1,89	4,94	0,08	0,66
COFINS	15,28	1,23	8,72	22,79	0,36	3,03
ISS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ICMS	1.009,06	81,14	575,64	1.504,85	23,55	200,33
<b>(-) Encargos Setoriais</b>	<b>375,91</b>	<b>30,23</b>	<b>214,45</b>	<b>560,61</b>	<b>8,78</b>	<b>74,63</b>
Fiscalização	16,53	1,33	9,43	24,65	0,39	3,28
CCC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RGR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P&D/PEE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Adicional de CCC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CDE	359,38	28,90	205,02	535,96	8,39	71,35
<b>(-) Custo da energia</b>	<b>1.871,29</b>	<b>150,47</b>	<b>1.067,52</b>	<b>2.790,71</b>	<b>43,66</b>	<b>371,51</b>
Energia	1.405,67	113,03	801,90	2.096,32	32,80	279,07
PROINFA	92,24	7,42	52,62	137,56	2,15	18,31
CUSD	373,38	30,02	213,00	556,83	8,71	74,13
<b>(=) Residual (Custos gerenciáveis)</b>	<b>2.056,87</b>	<b>205,62</b>	<b>207,85</b>	<b>801,88</b>	<b>50,47</b>	<b>-50,81</b>

### 1.3.08 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO

Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções por consumidor).

A evolução desses indicadores é apresentada no quadro abaixo:

Ano	DEC (Tempo/Horas)	FEC (Quantidade)
2011	66,33	25,65
2012	29,12	11,63
2013	30,04	16,65
2014	60,37	25,22
2015	68,69	26,86
2016	66,00	25,98
2017	66,91	25,91

### 1.3.09 - ATENDIMENTO AO CONSUMIDOR

A CEREJ segue rigorosamente as diretrizes da Resolução 414/2010 da ANEEL.

### 1.3.10 - TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

A administração da CEREJ se considera adequadamente atenta as tecnologias de informação no que se refere a qualidade de serviços aos seus consumidores e ao cumprimento de exigências do órgão regulador, ANEEL.

### 1.3.11 - DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Exercício	Lucro(Sobra) Líquido Últimos 9 anos - Em R\$ mil	
	Valor	%
2010 (Reapresentado)	500.448,81	8%
2011	12.482,74	0%
2012	486.619,17	7%
2013	4.440.627,14	49%
2014	1.830.009,56	12%
2015	4.697.125,81	27%
2016	3.482.514,56	18%
2017	3.933.820,56	21%
2018	4.677.023,30	19%

OBS: % Com base na ROL

### 3.12 – INVESTIMENTOS

Em 2018, os investimentos da CEREJ foram 90,98% superiores ao realizados em 2017, conforme a seguir:

Classe	2018	2017	Investimentos em R\$ mil	
			Variação	
			Em R\$	Em %
Imobilizado em Curso - Material em Depósito	4.124,60	1.427,24	2.697,36	188,99%
Intangíveis	1,87	0,00	1,87	100,00%
Maquinas e Equipamentos - Adm	2,68	7,42	-4,74	-63,88%
Maquinas e Equipamentos - Distribuição	5.686,76	3.291,15	2.395,61	72,79%
Veículos	183,58	504,80	-321,22	-63,63%
Móveis e Utensílios	27,21	19,55	7,66	39,18%
<b>Total</b>	<b>10.026,70</b>	<b>5.250,16</b>	<b>4.776,54</b>	<b>90,98%</b>

### 1.3.13 - CAPTAÇÃO DE RECURSOS

Os investimentos de 2018 foram realizados com recursos próprios e de terceiros.

## 1.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 1.5.01 - AGRADECIMENTOS

Diante dos resultados obtidos, a Administração da CEREJ agradece inicialmente aos seus associados e consumidores, que são a razão da sua manutenção. Agradece também as entidades de classe das quais participa, FECOERUSC, OCESEC, INFRACOOOP. Agradecimento também de modo especial aos seus funcionários que sempre estiveram a postos no cumprimento do seu dever. Agradece finalmente a toda sua diretoria e conselheiros que participaram ativamente das decisões mais importantes para a sociedade. Agradece ainda as diversas superintendências da ANEEL com as quais mantivemos harmonioso e esclarecedor contato.

### 1.5.02 - COMPOSIÇÃO DO GRUPO RESPONSÁVEL PELA GESTÃO

#### DIRETORIA

Presidente:

Edson Flores da Cunha

Vice-Presidente:

Vilson A. de Souza



Secretário:

Célio Antonio Schmitt

Vice-Secretário:

Avelino Knoth

**CONSELHO ADMINISTRATIVO**

Conselheiro Efetivo:

Neri João Ventura

Conselheiro Efetivo:

Rubi R. Rassweiler

Conselheiro Efetivo:

Genesi Duarte

Conselheiro Suplente:

Mario C. Laurentino

Conselheiro Suplente:

Abraão José Feltes

Conselheiro Suplente:

Lauzinho Lacerda

**CONSELHO FISCAL**

Conselheiro Efetivo:

Antonio Schappo

Conselheiro Efetivo:

Édio Motta

Conselheiro Efetivo:

Ivo Staroski

Conselheiro Suplente:

Altamiro José Adames

Conselheiro Suplente:

Valdir Kreusch

Conselheiro Suplente:

Célio Meurer



**DEMOSNTRAÇÕES  
CONTÁBEIS E  
NOTAS EXPLICATIVAS  
SOCIETÁRIAS**



**Cooperativa Prest. de Serv. Pub. Distrib. E. Elétrica Sen. Esteves Jr - CEREJ**

**CNPJ 82.574.864/0001-81**

**Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro**

**Balanco Patrimonial**

(Valores expressos em milhares de reais)

<b>ATIVO</b>	<b>NE</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Circulante</b>		<b>8.961,28</b>	<b>9.775,62</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	6	2.039,98	2.124,85
Consumidores	7	4.259,94	4.146,94
Impostos e Contribuições Sociais	8	215,71	268,92
Estoques	9	236,70	142,10
Ativos regulatórios	10	352,28	1.462,68
Despesas Pagas Antecipadamente	11	3,07	5,28
Outros Créditos	12	1.853,60	1.624,85
<b>Não Circulante</b>		<b>32.586,41</b>	<b>24.697,29</b>
Realizável a Longo Prazo		17.190,52	13.341,93
Impostos e Contribuições Sociais	8	28,87	115,70
Ativos regulatórios	10	-	-
Ativo Indenizável da Permissão	13	17.160,27	13.224,85
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão	14	1,38	1,38
Intangível	15	15.395,89	11.355,36
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>41.547,69</b>	<b>34.472,91</b>

<b>PASSIVO</b>	<b>NE</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Circulante</b>		<b>7.905,24</b>	<b>6.048,88</b>
Fornecedores	16	1.685,65	669,70
Empréstimo e Financiamento	17	4,86	-
Impostos e Contribuições Sociais	8	638,08	585,11
Folha de Pagamento e Provisões Trabalhistas	18	1.328,89	1.172,89
Encargos do Consumidor a Recolher	19	330,48	409,14
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	20	588,46	552,96
Passivos Regulatórios	10	3.080,42	2.443,15
Outras Contas a Pagar	21	248,40	215,93
<b>Não Circulante</b>		<b>3.503,25</b>	<b>2.976,60</b>
Empréstimo e Financiamento	17	12,79	22,97
Impostos e Contribuições Sociais	8	2.442,10	2.191,01
Outras Contas a Pagar	21	35,03	180,32
Provisões para Contingências	22	1.013,04	582,30
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>23</b>	<b>30.139,20</b>	<b>25.447,43</b>
Capital Social		410,03	395,29
Reservas de Capital		3,86	3,86
Reserva de Reavaliação e Ajustes Patrimoniais		248,46	455,56
Reservas de Sobras e Lucros		27.123,38	22.570,79
Sobras ou Perdas Acumuladas		2.353,47	2.021,93
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>41.547,69</b>	<b>34.472,91</b>

As notas explicativas (NE) da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

## Demonstração do Fluxo de Caixa

Valores em Reais

	01/01/2018 a 31/12/2018	01/01/2017 a 31/12/2017
<b>Atividades Operacionais</b>		
<b>Sobra Líquida do Exercício</b>	<b>4.677,02</b>	<b>3.933,82</b>
<b>Despesas (Receitas) que Não Afetam o Caixa:</b>	<b>1.299,33</b>	<b>1.128,94</b>
Depreciação e Amortização	1.299,33	1.128,94
<b>Variações no Ativo</b>	<b>-3.119,12</b>	<b>-5.063,18</b>
Consumidores	-112,99	-934,81
Serviços em curso	-154,98	239,37
Tributos compensáveis	140,04	113,03
Depósitos judiciais e cauções	0,00	40,82
Almoxarifado operacional	-94,60	16,16
Ativos regulatórios	1.110,40	-1.260,73
Despesas pagas antecipadamente	2,22	3,96
Outros ativos	-73,78	-984,80
Outros ativos não circulantes	-3.935,43	-2.296,18
<b>Variações no Passivo</b>	<b>2.383,01</b>	<b>1.083,14</b>
Fornecedores	1.015,95	41,87
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-5,33	-4,92
Obrigações sociais e trabalhistas	156,00	63,91
Tributos	112,04	23,65
Encargos setoriais	-43,16	303,47
Obrigações com associados	-145,00	180,00
Outros passivos	32,47	75,68
Outras Exigibilidades	0,00	-3,44
<b>Total das Atividades Operacionais</b>	<b>5.240,24</b>	<b>1.082,72</b>
<b>Atividades de Investimento</b>		
Aplicações Líquidas no Intangível - Obras de Distribu	5.339,59	2.499,09
<b>Total das Atividades de Investimento</b>	<b>5.339,59</b>	<b>2.499,09</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Aumentos de Capital	14,47	15,92
<b>Total dos Efeitos no Caixa</b>	<b>-84,87</b>	<b>-1.400,45</b>
Saldo Inicial de Caixa	2.124,85	3.525,30
Saldo Final de Caixa	2.039,98	2.124,85
<b>Varição no Caixa</b>	<b>-84,87</b>	<b>-1.400,45</b>

Cooperativa Prest. de Serv. Pub. Distrib. E. Elétrica Sen. Esteves Jr - CEREJ

CNPJ 82.574.864/0001-81

Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro  
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

(Valores expressos em milhares de reais)

Mutações	Reservas de Capital		Reserva de Reavaliação Ajuste Patrimonial	Reserva Legal	RATES	Reservas de Sobras			Reserva de Lucros a Realizar	Sobras ou Perdas Acumuladas	Totais
	Capital Social	Doações e Subvenções Investimento				Reserva de Manutenção Ampliação e Melhorias	Reserva para Contingências	Reserva de Sobras			
Saldo em 31/12/2017	395,29	3,86	455,55	2.732,90	1.188,59	14.542,60	947,75	2.829,79	2.021,93	25.447,43	
<b>Aumento de Capital:</b>											
- Por Integralização de Quotas	14,74	-	-	-	-	-	-	-	-	14,74	
<b>Destinação do Resultado - AGO</b>											
- Aumento do Resultado	-	-	-	-	2.021,92	-	-	-	(2.021,92)	-	
- Distribuição de Sobras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Reversão de Reservas</b>											
- Por Disposição Estatutária	-	-	(207,10)	-	(473,40)	(670,86)	-	-	1.351,36	-	
- Por Disposição Legal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado Líquido do Exercício	-	-	-	400,84	496,30	2.405,03	-	372,75	4.677,02	4.677,02	
Destinações Estatutárias	-	-	-	3.133,74	1.211,49	18.298,69	947,75	3.202,54	(3.674,92)	-	
Saldo em 31/12/2018	410,03	3,86	248,45	3.133,74	1.211,49	18.298,69	947,75	3.202,54	2.353,47	30.139,19	

**Cooperativa Prest. de Serv. Pub. Distrib. E. Elétrica Sen. Esteves Jr - CEREJ**

**CNPJ 82.574.864/0001-81**

**Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro**

**Demonstração do Resultado do Exercício**

(Valores expressos em milhares de reais)

	NE	2018	2017
<b>Receita Operacional</b>	24	<b>38.314,39</b>	<b>28.561,17</b>
Fornecimento de Energia Elétrica		3.602,11	4.407,21
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		16.361,23	15.164,22
Receita de Construção		6.679,68	4.036,16
Outras Receitas Operacionais		11.671,37	4.953,58
<b>(-) Deduções da Receita Operacional</b>	25	<b>6.236,65</b>	<b>5.604,56</b>
Devoluções e Cancelamentos		-	-
Tributos Sobre a Receita		4.003,55	3.457,10
COFINS		39,86	51,39
PIS		8,64	11,14
ICMS		3.955,05	3.394,57
ISS		-	-
Encargos Setoriais		2.233,10	2.147,46
Outros Encargos		946,67	882,86
TFSEE		71,74	55,61
CDE		1.214,69	1.208,99
PeD		-	-
PEE		-	-
<b>(=) Receita Operacional Líquida</b>	26	<b>32.077,74</b>	<b>22.956,61</b>
<b>(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica</b>	27	<b>14.496,62</b>	<b>9.075,23</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		5.117,60	3.629,67
Encargo de Uso de Rede Elétrica		305,37	310,30
Custo de Construção		6.679,68	4.036,16
Custo de Operação		2.393,97	1.099,10
<b>(=) Resultado Operacional Bruto</b>		<b>17.581,12</b>	<b>13.881,38</b>
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	27	<b>13.393,87</b>	<b>10.499,83</b>
Despesas com Vendas		69,10	124,61
Despesas Gerais e Administrativas		13.268,29	10.275,86
Outras Receitas e Despesas Líquidas	28	56,48	99,36
<b>(=) Resultado do Serviço</b>		<b>4.187,25</b>	<b>3.381,55</b>
<b>(+) Resultado Financeiro</b>	29	<b>791,52</b>	<b>798,37</b>
Receitas Financeiras		1.208,02	1.191,25
Despesas Financeiras		(416,50)	(392,88)
<b>(=) Resultado Líquido Antes do IRPJ e da CSLL</b>		<b>4.978,77</b>	<b>4.179,92</b>
(-) IRPJ	30	213,68	158,21
(-) CSLL	30	88,07	87,89
<b>(=) Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>4.677,02</b>	<b>3.933,82</b>

As notas explicativas (NE) da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS SOCIETÁRIAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017

(Valores expressos em milhares de reais)

### 1. Contexto Operacional

A Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior – CERESJ é uma sociedade cooperativa singular, do ramo de infraestrutura, segundo a classificação estabelecida pela Organização das Cooperativas Brasileiras – OCB, tendo como objeto a compra e distribuição de energia elétrica aos seus associados e consumidores, através de redes de distribuição sob sua responsabilidade. A sociedade é regida pela Lei n.º 5.764 de 16 de dezembro de 1971, que definiu a política nacional de cooperativismo e instituiu o regime jurídico das sociedades cooperativas. Para fins fiscais e tributários a CERESJ está classificada como cooperativa de eletrificação rural.

**1.1. Principais Atividades Desenvolvidas** – No decorrer do exercício social de 2018, a CERESJ realizou predominantemente operações de distribuição e comercialização de energia elétrica aos seus associados e consumidores, serviços de manutenção, ampliação e melhoria do sistema de distribuição de energia elétrica sob sua responsabilidade, de acordo com seu objeto social.

**1.2. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras** – as demonstrações contábeis foram autorizadas pelo conselho fiscal em reunião realizada em 12 de março de 2019.

### 2. Da Permissão

Detém permissão conforme Resolução Autorizativa ANEEL n.º 1.676 de 18 de novembro de 2008 e assinatura do contrato de permissão em 30 de dezembro de 2008.

**2.1. Prazo da permissão** – 20 (vinte) anos, contados a partir da data da celebração do contrato.

Em 03 de fevereiro de 2017 a CERESJ enviou ofício a ANEEL solicitando a celebração de termo aditivo ao contrato de permissão alterando o prazo de vigência da permissão de 20 anos para 30 anos nos termos do parágrafo 3º do Art. 23 da Lei nº 9.074/1995.

**2.2. Objetivo da permissão** – exploração, a título precário, de serviço público de energia elétrica.

**2.3. Áreas de permissão** – municípios de Águas Mornas, Antônio Carlos, Angelina, Biguaçu, Canelinha, Governador Celso Ramos, Leoberto Leal, Major Gercino, Nova Trento, Rancho Queimado, Palhoça, São José, São Pedro de Alcântara, Santo Amaro da Imperatriz e Tijucas, todos no Estado de Santa Catarina.

**2.4. Mecanismo de Atualização das Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica** – O contrato de permissão também estabelece que as tarifas sejam reajustadas no mês de setembro e revisadas a cada 04 (quatro) 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 para períodos anuais, que representa a receita necessária para as distribuidoras

manterem o seu equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em duas parcelas para fins de sua determinação:

**Parcela A:** representa os custos “não gerenciáveis” das distribuidoras, ou seja, aqueles cujo montante e variação estão fora do controle e influência da permissionária.

**Parcela B:** representa os custos “gerenciáveis”, inerentes as operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela permissionária.

Composição da Receita Requerida:

Parcela A	Parcela B
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>Receita Irrecuperável (2.4.7)</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (2.4.1)	
Taxa de Fiscalização - TFSEE (2.4.2)	
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA (2.4.3)	
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética - P&D e PEE (2.4.4)	
	<b>Despesas de Operação e Manutenção (2.4.8)</b>
	Pessoal
	Material
	Serviços de Terceiros
	Despesas Gerais e Outras
<b>Encargos de Transmissão (2.4.5)</b>	
	<b>Despesas de Capital</b>
<b>Compra de Energia Elétrica para Revenda (2.4.6)</b>	Cotas de Depreciação (2.4.9)
	Remuneração do Capital (2.4.10)

**2.4.1. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** Encargo com a finalidade de subsidiar as tarifas de energia dos consumidores de Baixa Renda e universalizar o atendimento por meio do Programa Luz para Todos (levar energia a cidadãos que ainda não contam com o serviço). O custo é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.

**2.4.2. Taxa de Fiscalização (TFSEE):** encargo que constitui receita da ANEEL destinado a cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. É fixado anualmente e pago mensalmente.

**2.4.3. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA):** encargo para cobertura dos custos de energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado pela ANEEL anualmente e pago mensalmente pelas distribuidoras.

**2.4.4. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/PEE):** encargo com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e a competitividade energética dos Estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL e se refere à aplicação de 1,00% da receita operacional líquida anual, sendo, no mínimo, 0,75% em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética no setor elétrico.

A Lei nº 13.280, de 3 de maio de 2016, retirou das permissionárias menores de 500 GWh a obrigatoriedade de investir nos programas de P & D e PEE, que é o caso da CERESJ.

**2.4.5. Encargos da Transmissão:** Refere-se à parcela da receita para cobrir os custos com: uso das instalações da rede básica de transmissão, uso das instalações de conexão, uso das instalações de distribuição, transporte de energia elétrica de Itaipu e com o operador nacional do sistema.

**2.4.6. Compra de Energia Elétrica para Revenda:** Parcela da receita destinada à cobertura dos custos com a compra de energia da empresa supridora. Os dispêndios com compra de energia para revenda constituem o item de custo não gerenciável de peso significativo para as permissionárias distribuidoras.

**2.4.7. Receita Irrecuperável:** Parcela da receita que busca compensar a distribuidora por receita considerada irrecuperável. Esta parcela é obtida através de um percentual regulatório de receitas irrecuperáveis.

**2.4.8. Despesas de Operação e Manutenção:** Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

**2.4.9. Cotas de Depreciação:** Representa a parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

**2.4.10. Remuneração do Capital:** É a parcela da receita destinada a suprir o rendimento do capital investido na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

**2.5. Bandeiras Tarifárias** - O Governo Federal, por meio do Decreto nº 8.401 de 04 de fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

O Decreto nº 8.401/2015 estabelece que as bandeiras tarifárias devam considerar as variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetam os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

A ANEEL, por meio do Submódulo 6.8 do Proret - Bandeiras Tarifárias, revisado pela Resolução Normativa nº 700/2016 de 26 de janeiro de 2016, regulamenta que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelos agentes de distribuição deverão ser recolhidos à Conta dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras), sendo repassados pela CCEE aos agentes de distribuição, a partir da previsão dos custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição.

O sistema de Bandeiras Tarifárias permite adaptar de maneira dinâmica o repasse dos custos extras da geração de energia aos consumidores via tarifa. Anteriormente, todo esse custo era repassado para a tarifa no reajuste anual ou nas revisões extraordinárias. O Governo entende ainda que a correta sinalização dos preços poderá sensibilizar a sociedade e os consumidores sobre sua responsabilidade no uso racional de recursos naturais limitados e dos impactos ambientais e econômicos resultantes do uso não eficiente da energia.

### 3. Apresentação das Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis são apresentadas em milhares de Reais e foram aprovadas pelo conselho de administração e pelo conselho fiscal.

As demonstrações contábeis foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis e fiscais adotadas no



Brasil, tomando-se como base a Lei nº 6.404/1976 – lei das sociedades por ações, devido ao seu caráter aplicável as demais sociedades. Tomou-se também como base os pronunciamentos de contabilidade emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC, Resolução CFC nº 920/2001, 1.013/2005 e 1.282/2010. Estão ainda de acordo com a Lei 5.764/1971 que trata especificamente das sociedades cooperativas, além de atender as normas específicas emitidas pela ANEEL.

Essas demonstrações seguiram os princípios, métodos e critérios uniformes em relação àqueles adotados no encerramento do último exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

A preparação das demonstrações contábeis requer que a administração utilize estimativa e premissas que afetem os valores de ativos e passivos, a divulgação de ativos e passivos contingentes na data das demonstrações contábeis, bem como os valores reconhecidos de receitas e despesas durante o exercício. Os resultados reais podem ser diferentes dessas estimativas.

#### **4. Resumo das Principais Práticas Contábeis**

**4.1. Conversão de Operações em Moeda Estrangeira** - A cooperativa não possui operações denominadas em Moeda Estrangeira. A moeda funcional da cooperativa é o Real (R\$).

**4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa** - Os fluxos de caixa dos investimentos a curto prazo são demonstrados pelos valores líquidos (aplicações e resgates). As aplicações a curto prazo que possuem liquidez imediata e vencimento original em até 90 dias são consideradas como caixa e equivalentes. Os demais investimentos, com prazo de vencimento acima de 90 dias, são reconhecidos a valor justo e registrados em investimentos a curto prazo.

**4.3. Contas a Receber** - Os valores a receber são registrados e mantidos no balanço patrimonial pelo valor nominal dos títulos representativos desses créditos, acrescidos das variações monetárias ou cambiais, quando aplicáveis, deduzidos de provisão para cobrir eventuais perdas na sua realização. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela administração para cobrir eventuais perdas estimadas na realização desses créditos. O valor estimado da provisão para créditos de liquidação duvidosa pode ser modificado em função das expectativas da administração com relação à possibilidade de se recuperar os valores envolvidos, assim como por mudanças na situação financeira dos clientes.

**4.4. Estoques** - Os estoques estão registrados pelo custo médio de aquisição e demonstrados pelo menor valor entre o custo médio de aquisição e os valores de reposição ou realização. Quando aplicável, é constituída provisão para estoques obsoletos ou de baixa movimentação.

**4.5. Ativos e Passivos Regulatórios** - Em 21 de dezembro de 2015, a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a contratada, Cooperativa de Eletrificação de Braço do Norte - CEREJ, firmou o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Permissão para Distribuição nº 028/2008-ANEEL, tendo como objetivo eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A sob o título de outros componentes financeiros.

No termo de aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da permissão.

A Orientação Técnica – OCPC 08 teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão e de Permissão, representou um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente. Esse novo evento altera, a partir dessa data, o ambiente e as condições contratuais anteriormente existentes e extingue as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo.

A Cooperativa efetuou o reconhecimento dos saldos de outros componentes financeiros de forma prospectiva, registrando os valores em subtítulos específicos denominados Ativos Regulatórios e Passivos Regulatórios em contrapartida de Receita de Ativo Regulatório e de Passivo Regulatório, no resultado.

**4.6. Não Circulante** - Os direitos realizáveis e as obrigações vencíveis após os 12 meses subsequentes à data das demonstrações contábeis são considerados como não circulantes.

**4.7. Ativo Indenizável (Permissão)** - Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados, até o final da permissão, classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão e da Orientação Técnica, OCPC 05 – Contratos de Concessão.

Até a edição da MP Nº 579/2012, convertida em Lei Federal nº 12.783/2013, o Ativo Financeiro foi reconhecido pelo valor residual dos bens individuais ao final da permissão não amortizado e o valor somente era alterado por meio de adições, baixas e transferências, ao longo do prazo de permissão.

A MP 579/2012 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 no vencimento da permissão. Conseqüentemente a Cooperativa ajustou o saldo do seu ativo financeiro de indenização com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória aprovada na Revisão Tarifária de Agosto de 2013 através da Nota Técnica ANEEL Nº 376 de 22 de Agosto de 2013.

A amortização do ativo intangível dos contratos de permissão 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 a serviços da permissão são as seguintes:

Itens mais relevantes do ativo Não Circulante	Taxa Anual
Condutor (Tensão < 69Kv)	3,57%
Edificação	3,33%
Equipamento Geral	6,25%
Estrutura (Poste)	3,57%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Transformador Distribuição	4,00%
Veículos	14,29%

**4.8. Intangível** - Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de permissão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições do CPC 04 – Ativos Intangíveis e o ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão e do CPC 05 – Contratos de Construção.

É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A cooperativa entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível exceda o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição.

**4.9. Redução ao Valor Recuperável de Ativos – Impairment** - A cooperativa analisa anualmente se há evidências de que o valor contábil de um ativo não será recuperável. Caso se identifique tais evidências, a cooperativa estima o valor recuperável do ativo. Independentemente da existência de indicação de não recuperação de seu valor contábil, saldos de ágio originados da combinação de negócios e ativos intangíveis com vida útil indefinida têm sua recuperação testada pelo menos uma vez por ano. Quando o valor residual contábil do ativo excede seu valor recuperável, a cooperativa reconhece uma redução do saldo contábil deste ativo (deterioração). Se não for possível determinar o valor recuperável de um ativo individualmente, é realizada a análise do valor recuperável da unidade geradora de caixa à qual o ativo pertence.

**4.10. Benefícios a Empregados** - Os pagamentos de benefícios como salário, férias vencidas ou proporcionais, e os respectivos encargos trabalhistas incidentes sobre estes benefícios, são reconhecidos mensalmente no resultado obedecendo-se o regime de competência.

**4.11. Valor Presente de Ativos e Passivos de Longo Prazo** - Os ativos e passivos de longo prazo da cooperativa são ajustados a valor presente, quando aplicável, utilizando-se taxas de desconto que refletem a melhor estimativa da cooperativa.

**4.12. Provisão para Contingências** - Os Passivos contingentes são constituídos sempre que a perda for avaliada como provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes

envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e no posicionamento de tribunais. Os passivos contingentes classificados como perdas possíveis não são reconhecidas contabilmente, sendo apenas divulgadas nas demonstrações financeiras, e os classificados como remotos não requerem provisão nem divulgação.

**4.13. Receitas e Despesas** - A cooperativa segue o regime de competência para o registro das mutações patrimoniais ocorridas no exercício, assim como reconhecimento dos ingressos/receitas e dispêndios/despesas e custos, independentemente de seu efetivo recebimento ou pagamento.

**4.13.1. Receita não Faturada** – Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica entregue ao consumidor e não faturada, e à receita de utilização da rede de distribuição, calculada em base estimada, referentes ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

**4.13.2 Receita de Construção** – A ICPC 01 (R1) estabelece que a permissionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviço de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviço de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de permissão.

A cooperativa contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (a) a atividade fim da cooperativa é a distribuição de energia elétrica; (b) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (c) algumas construções de infraestrutura poderão ser terceirizadas com partes não relacionadas. Mensalmente a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

**4.14. Operações com Partes Relacionadas** – A caracterização da relação existente entre as operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes.

**4.15. Tributação do Resultado** - A tributação dos ganhos e resultados foi calculada tomando como base as operações com não associados, nos termos da legislação vigente. A provisão para imposto de renda e contribuição social foi apurada sobre o lucro, representado pelo resultado obtido em operações com não associados e sobre a receita de aplicação financeira e ganhos na alienação de bens, considerados tributáveis pela legislação fiscal.

**4.16. Operações com Terceiros** – As operações com não associados estão escrituradas destacadamente de modo a permitir a apuração do resultado em separado, para o cálculo da base de incidência de tributos, em atendimento a NBCT 10.8, conforme apresentado na Demonstração de Resultado para efeito de cálculo do IRPJ e CSLL nota 30.

O resultado positivo gerado em operações com não associados, após a dedução dos tributos, é destinado

integralmente a Reserva (Fundo) de Assistência Técnica e Educacional – RATES.

## 5. Instrumentos Financeiros

**5.1. Considerações Gerais e Gerenciamento de Riscos** - A cooperativa mantém operações com instrumentos financeiros, cujos riscos são administrados através de estratégias de posições financeiras e sistemas de controles de limites de exposição aos mesmos. Todas as operações estão reconhecidas na contabilidade e os instrumentos financeiros são:

**Caixa e Equivalentes de Caixa:** apresentados na nota 6;

**Contas a Receber - Consumidores:** apresentados na nota 7;

**Ativo Financeiro da Permissão:** apresentados na nota 13;

**Empréstimos e Financiamentos:** apresentados na nota 17;

**Fornecedores:** apresentados na nota 16.

## 5.2. Valor Justo

Instrumentos Financeiros	2018		2017	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>	<b>23.460,19</b>	<b>23.460,19</b>	<b>19.496,64</b>	<b>19.496,64</b>
Caixa e equivalentes de caixa	2.039,98	2.039,98	2.124,85	2.124,85
Contas a receber - Consumidores	4.259,94	4.259,94	4.146,94	4.146,94
Ativo Indenizável (Permissão)	17.160,27	17.160,27	13.224,85	13.224,85
<b>Passivo</b>	<b>1.698,44</b>	<b>1.698,44</b>	<b>692,67</b>	<b>692,67</b>
Empréstimos e Financiamentos	12,79	12,79	22,97	22,97
Fornecedores	1.685,65	1.685,65	669,70	669,70

## 5.3. Classificação dos Instrumentos Financeiros

	Disponível para Venda	Empréstimos e Recebíveis	Passivos Financeiros	Total
<b>Em 31 de dezembro de 2018</b>				
<b>Ativo</b>	<b>17.160,27</b>	<b>6.299,92</b>	-	<b>23.460,19</b>
Caixa e equivalentes de caixa	-	2.039,98	-	2.039,98
Contas a receber	-	4.259,94	-	4.259,94
Ativo Indenizável (Permissão)	17.160,27	-	-	17.160,27
<b>Passivo</b>			<b>1.698,44</b>	<b>1.698,44</b>
Empréstimos e Financiamentos	-	-	12,79	12,79
Fornecedores	-	-	1.685,65	1.685,65
<b>Em 31 de dezembro de 2017</b>				
<b>Ativo</b>	<b>13.224,85</b>	<b>6.271,79</b>	-	<b>19.496,64</b>
Caixa e equivalentes de caixa	-	2.124,85	-	2.124,85
Contas a receber	-	4.146,94	-	4.146,94
Ativo Indenizável (Permissão)	13.224,85	-	-	13.224,85
<b>Passivo</b>			<b>692,67</b>	<b>692,67</b>
Empréstimos e Financiamentos	-	-	22,97	22,97
Fornecedores	-	-	669,70	669,70

## 5.4. Fatores de Risco que Podem Afetar os Negócios

**5.4.1. Risco de Crédito:** advém da possibilidade da cooperativa não receber valores decorrentes de operações de distribuição de energia elétrica ou de créditos detidos junto a instituições financeiras geradas por operações de aplicação financeira.

**5.4.2. Risco de Gerenciamento de Capital:** advém da escolha da cooperativa em adotar uma estrutura de financiamentos para suas operações.

## 6. Caixa e Equivalentes de Caixa

	Tipo de Aplicação	Remuneração	2018	2017
<b>Caixa e Bancos</b>			<b>144,38</b>	<b>118,57</b>
<b>Aplicações no Mercado Aberto</b>				
Banco Bradesco S/A	Fundo de Investimento	CDI	6,27	4,69
Banco do Brasil S/A	Fundo de Investimento	CDI	158,26	197,44
Banco do Brasil S/A Ouro Cap	Título de Capitalização	Não Remunerado	130,77	148,56
Caixa Econômica Federal	Fundo de Investimento	CDI	0,78	0,29
CRESSOL	Fundo de Investimento	CDI	973,15	913,83
SICREDI	Fundo de Investimento	CDI	626,37	741,47
			<b>1.895,60</b>	<b>2.006,28</b>
			<b>2.039,98</b>	<b>2.124,85</b>

Todas as aplicações financeiras de liquidez imediata foram efetuadas em investimentos de baixo risco, para resgate a partir de 90 dias.

## 7. Consumidores

Os valores a receber são principalmente provenientes do fornecimento de energia elétrica aos associados da cooperativa e estão registrados no ativo circulante. Compreende o valor faturado e não faturado, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. O valor de energia elétrica não faturada é baseado em estimativa.

	Saldos	Vencidos		(-) Provisão p/Créditos de Liquidação	Total	
	Vincendos	até 90 dias	mais 90 dias		2018	2017
<b>Consumidores</b>						
Residencial	557,63	270,43	253,00	-253,03	828,03	762,25
Industrial	68,06	44,87	32,26	-6,47	138,72	119,23
Comercial	337,34	27,15	60,20	-54,98	369,71	583,24
Rural	727,96	266,72	371,83	-136,37	1.230,14	1.010,16
Poder Público	13,36	1,30	5,74	-5,74	14,66	17,69
Iluminação Pública	82,68	61,57	665,22	-557,15	252,32	302,87
Serviços Públicos	0,14	0,00	0,00	0,00	0,14	0,22
Renda Não Faturada e Outros	1.436,56	26,75	32,93	-70,02	1.426,22	1.351,28
	<b>3.223,73</b>	<b>698,79</b>	<b>1.421,18</b>	<b>-1.083,76</b>	<b>4.259,94</b>	<b>4.146,94</b>

## 8. Impostos e Contribuições Sociais

	2018	2017
<b>Ativo Circulante</b>		
Imposto de Renda a Recuperar	52,17	45,62
Contribuição Social a Recuperar	63,68	72,43
IRRF Sobre Aplicações Financeiras	12,21	31,04
ICMS a Recuperar	87,65	119,83
	<b>215,71</b>	<b>268,92</b>
<b>Ativo Não Circulante</b>		
ICMS a Recuperar	28,87	115,70
	<b>28,87</b>	<b>115,70</b>
<b>Passivo Circulante</b>		
ICMS a Pagar	321,92	344,12
IRRF a Recolher	2,45	2,51
ISS a Recolher	7,19	2,95
FGTS a Pagar	45,76	26,73
PIS Sobre Folha Pagamento a Pagar	5,71	3,46
CSSL a Recolher	0,74	0,88
PIS Sobre Faturamento a Recolher	0,88	0,85
COFINS Sobre Faturamento a Recolher	4,06	3,90
INSS a Pagar	8,58	2,54
Contribuição Sindical a Pagar	1,47	0,91
ICMS - Parcelamento	-	-
INSS - Parcelamento	69,33	74,98
PIS/COFINS - Parcelamento	49,87	49,87
CSSL a Recolher	47,84	42,20
IRPJ a Recolher	72,28	29,19
	<b>638,08</b>	<b>585,09</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>		
PIS/COFINS - Parcelamento	622,73	563,67
Provisão - IRPJ/CSSL	1.819,37	1.627,34
	<b>2.442,10</b>	<b>2.191,01</b>

**8.1. ICMS a Recuperar** - Os valores de ICMS a recuperar referem-se a créditos decorrentes de aquisição de bens destinados a prestação do serviço da cooperativa – Ativo Permanente (CIAP), instituído pela Lei Complementar n.º 87/1996, que serão recuperados mensalmente na razão de 1/48 conforme determina a Lei Complementar n.º 102/2000.

**8.2. Imposto de Renda a Compensar** - Os valores registrados como Imposto de Renda a Compensar referem-se a créditos de valores retidos na fonte.

**8.3. Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre Lucro** - O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro estão representados pelo seu valor a recolher apurado por estimativa e ajustado anualmente com base no lucro real, considerado o método mais vantajoso de pagamento dos tributos pela administração. A base de apuração dos tributos está demonstrada na nota 30.

## 9. Estoques

	2018	2017
<b>Almoxarifado de Manutenção</b>		
Condutores	17,60	8,47
Estruturas	5,67	9,50
Medidores	12,03	3,75
Chaves	56,53	33,61
Transformadores	5,01	-
Parafusos e Ferragens	2,37	6,06
Uniformes e Equipamentos de Segurança	60,43	28,70
Luminárias	17,07	24,27
Ferramentas	52,90	23,74
Materiais Diversos	7,09	3,99
	<b>236,70</b>	<b>142,09</b>

## 10. Ativos Regulatórios e Passivos Regulatórios - Componentes Financeiros da Tarifa

Os componentes financeiros da tarifa representam as diferenças temporárias nos custos não gerenciáveis, assim definidos pela ANEEL, e ainda não repassados às tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Os referidos custos integram a base dos reajustes tarifários e são apropriados ao resultado, à medida que a receita correspondente é faturada aos consumidores, conforme normas do setor de energia elétrica e disposições da ANEEL.

A partir de 21 de dezembro de 2015, com a assinatura do aditivo ao contrato de permissão, firmado entre ANEEL e CEREJ, eliminaram-se as possíveis incertezas quanto às diferenças temporais oriundas de outros componentes financeiros e com base no OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos ou Passivos nos relatórios Contábil - Financeiro de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, os ativos e passivos regulatórios passaram a ser reconhecidos como direitos e obrigações de maneira prospectiva.

### a) Ativos Regulatórios:



	2018	2017
<b>Circulante</b>		
<u>Em Constituição</u>		
TFSEE - Neutralidade	-	0,80
CDE - Neutralidade	-	11,95
PROINFA - Neutralidade	-	3,37
IF - CUSD Energia	458,20	85,25
<u>Em Amortização</u>		
IF - CUSD Energia	- 105,92	173,71
IF - SUBV CDE redução	-	20,33
IF - Ajuste Financeiro Revisão/Reajuste	-	1.167,27
	<b>352,28</b>	<b>1.462,68</b>
<b>Não Circulante</b>		
<u>Em Amortização</u>		
IF - Ajuste Financeiro Revisão/Reajuste	-	-
	<b>352,28</b>	<b>1.462,68</b>

## b) Passivos Regulatórios

	2018	2017
<b>Circulante</b>		
<u>Em Constituição</u>		
TFSEE - Neutralidade	7,50	0,59
CDE - Neutralidade	132,27	8,89
PROINFA - Neutralidade	31,04	2,51
Compensação DIC/FIC - Neutralidade	-	-
Subvenção CDE Redução Equilibrada Tarifa	3.012,68	2.177,65
<u>Em Amortização</u>		
TFSEE - Neutralidade	(1,41)	1,44
CDE - Neutralidade	(15,07)	-
PROINFA - Neutralidade	(0,80)	17,05
Compensação DIC/FIC - Neutralidade	(85,79)	235,00
Subvenção CDE Redução Equilibrada Tarifa	-	-
Bandeiras Tarifárias	-	0,02
	<b>3.080,42</b>	<b>2.443,15</b>

## 11. Despesas Pagas Antecipadamente

As despesas pagas antecipadamente estão representadas pelos valores de contratação de seguros a apropriar.

	2018	2017
<b>Prêmios de Seguros a Apropriar</b>		
<u>Bens Segurados</u>		
Veículos	2,48	4,74
Prédios	0,59	0,55
	<b>3,07</b>	<b>5,29</b>

## 12. Outros Créditos

	2018	2017
Adiantamento a Empregados	13,30	13,90
Adiantamento a Fornecedores	44,17	-
Cheques em Cobrança	18,74	21,79
Serviços Prestados a Terceiros	99,12	24,20
CEREJ Geração	109,48	109,48
Serviços em Curso	423,77	192,02
Subsídio CDE - Eletrobrás	1.012,71	1.114,75
Subsídio DMR - Eletrobrás	46,62	94,73
Despósitos Judiciais e Cauções	-	-
Outros	85,69	53,97
	<b>1.853,60</b>	<b>1.624,84</b>

### 13. Ativo Indenizável (Permissão)

O Contrato de Permissão de Serviços Públicos de Energia Elétrica n. 028/2008, de 30 de Dezembro de 2008 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente – Outorgante) e a cooperativa (Permissionário – Operador) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela cooperativa.

Com base nas características estabelecidas no contrato de permissão de distribuição de energia elétrica da cooperativa, a administração entende que estão atendidas as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição de energia elétrica, abrangendo:

- (a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da permissão classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente e;
- (b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- (a) parte através do consumo de energia efetuada pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da permissão e;
- (b) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo de permissão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

A partir da Medida Provisória Nº 579/2012 (convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013) a Permissionária 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 no

vencimento da permissão. O saldo do seu ativo financeiro foi ajustado com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2014 através da Nota Técnica ANEEL nº 333 de 16/09/2014 e atualizado pelo IPCA a partir de então.

A mutação dos bens da permissão, representados pelo ativo intangível da permissão e ativo financeiro indenizável está demonstrada a seguir:

	<b>Ativo Financeiro Indenizável</b>	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>13.224,85</b>	
Transferência para Ativo Financeiro	3.370,65	
Ajuste a Valor Justo do Ativo Financeiro	564,78	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>17.160,28</b>	

	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Ativo Intangível - Permissão</b>	<b>9.686,08</b>	<b>11.355,37</b>
<b>Ativo Financeiro Indenizável</b>	<b>17.160,27</b>	<b>13.224,85</b>
Custo do Ativo Financeiro	11.809,19	8.438,54
Ajuste a Valor Justo do Ativo Financeiro	5.351,08	4.786,31
	<b>26.846,35</b>	<b>24.580,22</b>

#### 14. Bens e Atividades Não Vinculados a Concessão

	<b>Participação</b>	<b>Valor</b>	
		<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Investimentos</b>			
SICRED - Cooperativa de Crédito	0%	1,38	1,38
		<b>1,38</b>	<b>1,38</b>

#### 15. Intangível

<b>Direito de uso da permissão</b>	<b>Custo</b>	<b>Amortização Acumulada</b>	<b>Valor Residual</b>	<b>Transf. Ativo Financeiro</b>	<b>Obrigações Especiais</b>	<b>Saldo</b>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	32.319,73	(9.217,22)	23.102,51	(11.809,19)	(1.607,24)	9.686,08

**15.1. Contrato de Permissão** - O ativo intangível da permissão representa o direito de exploração dos serviços de construção e prestação dos serviços de fornecimento de energia elétrica que será recuperado através do consumo e consequente faturamento aos consumidores.

A ANEEL estabelece 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 razoável e adequada para efeitos contábeis e regulatórios e representa a melhor estimativa de vida útil econômica dos bens, aceitas pelo mercado dessa indústria.

A amortização do intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela CEREJ, com expectativa de amortização por ano, limitados ao prazo da permissão.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da permissão, será alocado como contas a receber vinculadas a permissão.

**15.2. Obrigações Especiais** - As obrigações especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais destinados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à permissão. As referidas obrigações não são passivos onerosos nem créditos dos associados.

O prazo esperado para liquidação dessas obrigações é a data de término da permissão. Após o segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição, a característica destas obrigações sofreu modificação, tanto que o saldo das novas adições passou a ser amortizado contabilmente. A amortização é calculada com base na taxa média de amortização dos ativos correspondentes.

O saldo das citadas obrigações, verificado ao final do período de permissão, será deduzido do valor residual dos ativos, para efeitos de indenização por parte da União.

**15.3. Redução ao Valor Recuperável de Ativos – Impairment** - A CEREJ tem por prática a avaliação e o monitoramento periódico do desempenho futuro dos seus ativos. Neste contexto, e considerando o disposto no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) – Redução ao Valor Recuperável de Ativos. Caso existam evidências claras de que a cooperativa possui ativos registrados por valor não recuperável, ou sempre que eventos ou alterações nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável no futuro, deverá haver o reconhecimento imediato da desvalorização por meio da constituição de provisão para perdas.

As principais premissas que sustentam as conclusões dos testes de recuperação estão listadas abaixo:

- Menor nível de unidade geradora de caixa: permissão detida;
- Valor recuperável: valor de uso, ou valor equivalente aos fluxos de caixa descontados (antes dos impostos), derivados do uso contínuo do ativo até o final da sua vida útil e;
- Apuração do valor de uso: baseada em fluxos de caixa futuros, em moeda constante, trazidos a valor presente por taxa de desconto real e antes dos impostos sobre a renda.

A administração entende ter direito contratual assegurado no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final da permissão de serviço público, admitindo para fim de cálculo de recuperação e até que se edite regulamentação sobre o tema, a valorização dessa indenização pelo valor justo de reposição.

Assim, a premissa de valoração do ativo residual ao final da permissão ficou estabelecida nos valores registrados contabilmente.

Com base nas premissas acima, a cooperativa não identificou necessidade de constituição de provisão para redução do valor dos ativos ao valor recuperável.

**15.4. Valor de Recuperação do Ativo Intangível (Vida Útil Definida)** - A cooperativa avaliou o valor de recuperação dos seus ativos intangíveis com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado. Os valores alocados às premissas representam a avaliação da administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como em dados históricos.

## 16. Fornecedores

	2018	2017
<b>Suprimento de Energia Elétrica</b>		
CELESC Distribuição S.A.	1.066,26	-
PROINFA - Energia Eletrobrás	27,41	48,93
	<b>1.093,67</b>	<b>48,93</b>
<b>Material e Serviço</b>	591,98	620,77
	<b>1.685,65</b>	<b>669,70</b>

## 17. Empréstimos e Financiamentos

	2018	2017
<b>Passivo Circulante</b>	4,86	-
<b>Passivo Não Circulante</b>		
Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRAS	12,79	27,90
	<b>17,65</b>	<b>27,90</b>

## 18. Folha de Pagamento e Provisões Trabalhistas

	2018	2017
<b>Folha de Pagamento</b>		
Honorário Diretoria e Cédula de Presença Conselheiros	18,00	13,34
Salários e Encargos Retidos a Pagar	528,53	448,28
Pensão Alimentícia a Pagar	5,28	1,49
	<b>551,81</b>	<b>463,11</b>
<b>Provisões Trabalhistas</b>		
Férias/13º	546,13	512,85
Encargos Sociais sobre Férias/13º	230,95	196,93
	<b>777,08</b>	<b>709,78</b>
	<b>1.328,89</b>	<b>1.172,89</b>

## 19. Encargos do Consumidor a Recolher

	2018	2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	207,84	94,58
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	5,75	5,75
Demais Encargos Setoriais - Bandeiras Tarifárias	116,89	308,81
	<b>330,48</b>	<b>409,14</b>

## 20. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

	FNDCT	MME	P&D	PEE	Total
<b>Em 2014</b>	<b>3,99</b>	<b>1,98</b>	<b>59,94</b>	<b>228,03</b>	<b>293,94</b>
Constituições	13,73	27,48	64,08	68,74	174,03
Juros SELIC	-	-	7,64	33,90	41,54
Realização	-	-	(44,73)	-	(44,73)
Recolhimentos	(13,67)	(27,46)	-	-	(41,13)
<b>Em 2015</b>	<b>4,05</b>	<b>2,00</b>	<b>86,93</b>	<b>330,67</b>	<b>423,65</b>
Constituições	44,43	23,28	20,11	50,80	138,62
Juros SELIC	-	-	13,69	50,19	63,88
Realização	-	-	-	-	-
Recolhimentos	(48,48)	(25,28)	-	-	(73,76)
<b>Em 2016</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>120,73</b>	<b>431,66</b>	<b>552,39</b>
Constituições	-	-	-	-	-
Juros SELIC	-	-	8,06	42,97	51,03
Realização	-	-	(50,46)	-	(50,46)
Recolhimentos	-	-	-	-	-
<b>Em 2017</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>78,33</b>	<b>474,63</b>	<b>552,96</b>
Constituições	-	-	-	-	-
Juros SELIC	-	-	5,02	30,48	35,50
Realização	-	-	-	-	-
Recolhimentos	-	-	-	-	-
<b>Em 2018</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>83,35</b>	<b>505,11</b>	<b>588,46</b>

## 21. Outras Contas a Pagar

	2018	2017
<b>Passivo Circulante</b>		
Consumidores	7,47	12,75
Convênios de Arrecadação	162,02	127,75
CEREJ Geração	46,14	38,64
Outros Credores	32,77	36,78
	<b>248,40</b>	<b>215,92</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>		
<u>Outros Credores</u>		
Obrigações com Associados	35,00	180,00
EletoBrás	0,03	0,03
	<b>35,03</b>	<b>180,03</b>

## 22. Provisão para Contingências

	2018	2017	
<b>Civis</b>			
Ressarcimento de Danos	905,67	232,44	sem dep.judicial
<b>Fiscais</b>			
PIS sobre a Receita Bruta	19,12	62,31	sem dep.judicial
COFINS sobre a Receita Bruta	88,25	287,55	sem dep.judicial
	<b>107,37</b>	<b>349,86</b>	
	<b>1.013,04</b>	<b>582,30</b>	

## 23. Patrimônio Líquido

### 23.1. Capital Social

**23.1.1. Composição do Capital Social:** O capital social é representado por 410,03 mil quotas no valor de R\$ 1,00 cada quota, em 31 de dezembro de 2018. Em 31 de dezembro de 2017 estava representada por 395,29 mil quotas no valor de R\$ 1,00 cada quota.

**23.1.2. Movimentação do Capital Social:** De acordo com a legislação cooperativista, a conta Capital Social é movimentada nas seguintes hipóteses:

- Na admissão do cooperado, pela subscrição do valor das quotas – partes fixadas no estatuto social;
- Pela subscrição de novas quotas – partes;
- Pela capitalização de sobras e pela incorporação de reservas, exceto as indivisíveis e;
- Pela retirada do cooperado, por demissão, eliminação ou exclusão.

O capital social está representado pelo valor totalmente integralizado, correspondendo à participação de 13.980 associados em 31 de dezembro de 2018. Em 31 de dezembro de 2017 eram 13.467 associados.

### 23.2. Natureza e Finalidade das Reservas

**23.2.1. Reserva Legal:** de caráter indivisível para distribuição entre os associados, é de constituição obrigatória (Fundo de Reserva) nos termos da Lei n.º 5.764/1971. Tem como base a destinação de 10% das sobras do exercício social, de eventuais destinações a critério da Assembleia Geral e se destina à cobertura de perdas decorrentes dos atos cooperativos e não cooperativos.

**23.2.2. Reserva de Assistência Técnica, Educacional e Social:** de caráter indivisível para distribuição entre os associados, é de constituição obrigatória nos termos da Lei n.º 5.764/1971. Tem como base a destinação de 5% das sobras líquidas do exercício social e pelo resultado das operações com terceiros, destinando-se a cobertura de gastos com assistência técnica, educacional e social dos associados e seus dependentes, assim como de seus colaboradores.

**23.2.3. Reserva de Ampliação, Manutenção e Melhoria:** é constituída estatutariamente conforme Art. 43 Seção III, por 60% das sobras líquidas do exercício social, de eventuais destinações da Assembleia Geral e se destina a cobrir investimentos e/ou despesas de manutenção e ampliação das redes de distribuição.

**23.3. Sobras a Disposição da Assembleia Geral Ordinária** – são as sobras líquidas das destinações das reservas acrescidas as suas reversões. Ficam à disposição da Assembleia Geral Ordinária para deliberação quanto a sua destinação, conforme demonstrado no quadro a seguir.

	2018	2017
<b>Resultado do Exercício</b>	<b>4.677,02</b>	<b>3.933,82</b>
<b>Destinações</b>		
RATES	496,30	412,30
Reserva Legal	400,84	334,10
Reserva de Lucros/Sobras à Realizar	372,76	347,62
Reserva de Manutenção, Ampliação e Melhoria	2.405,03	2.004,57
	<b>3.674,93</b>	<b>3.098,59</b>
<b>Reversão de Reservas</b>		
Reserva de Reavaliação e Ajuste Patrimonial	207,11	246,13
RATES	473,40	423,59
Reserva de Manutenção, Ampliação e Melhoria	670,86	516,98
	<b>1.351,37</b>	<b>1.186,70</b>
<b>Sobras a Disposição da AGO</b>	<b>2.353,46</b>	<b>2.021,93</b>

## 24. Ingresso/Receita Operacional

	2018	2017
<b>a) Fornecimento de Energia Elétrica</b>		
Residencial	1.914,51	1.651,12
Industrial	187,67	160,42
Comercial, Serviços e Outras Atividades	877,82	730,21
Rural	2.033,56	1.749,06
Poder Público	43,12	40,15
Iluminação Pública	242,30	212,56
Serviço Público	0,44	0,85
Renda Não Faturada	(47,15)	348,20
Outras	(1.650,16)	648,69
	<b>3.602,11</b>	<b>5.541,26</b>
<b>b) Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica</b>		
Residencial	5.910,82	5.097,66
Industrial	579,41	495,28
Comercial, Serviços e Outras Atividades	2.710,14	2.254,42
Rural	6.278,31	5.399,97
Poder Público	133,13	123,98
Iluminação Pública	748,05	656,22
Serviço Público	1,37	2,64
Renda Não Faturada	-	-
	<b>16.361,23</b>	<b>14.030,17</b>
<b>c) Receita de Construção</b>	<b>6.679,68</b>	<b>4.036,16</b>
<b>d) Outras Receitas Operacionais</b>		
Uso Mútuo de Postes	100,15	144,15
Doações, Contribuições e Subvenções	11.254,38	4.446,90
Serviço Taxado	3,83	12,48
Receitas com Ativos e Passivos Regulatórios	-	-
Outras Receitas	313,01	350,05
	<b>11.671,37</b>	<b>4.953,58</b>
	<b>38.314,39</b>	<b>28.561,17</b>



## 25. Deduções da Receita/Ingresso

	2018	2017
<b>Tributos Sobre a Receita</b>		
COFINS	39,86	51,40
PIS	8,64	11,13
ICMS	3.955,05	3.394,57
	<b>4.003,55</b>	<b>3.457,10</b>
<b>Encargos Setoriais</b>		
CDE	1.214,69	1.208,99
P&D e PEE	-	-
TFSEE	71,74	55,61
Bandeira Tarifária	946,67	882,85
	<b>2.233,10</b>	<b>2.147,45</b>
	<b>6.236,65</b>	<b>5.604,55</b>

## 26. Receita Operacional Líquida

	Receita Bruta	PIS/PASEP e COFINS	ICMS	Encargos do Consumidor	Receita Líquida
<b>Em 2018</b>					
Fornecimento de Energia Elétrica	3.602,11	-	(151,24)	(370,21)	3.080,66
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	16.361,23	(48,50)	(3.803,81)	(1.862,89)	10.646,03
Receita de Construção	6.679,68	-	-	-	6.679,68
<u>Outras Receitas Operacionais</u>					
- Doações, Contribuições e Subvenções	11.254,38	-	-	-	11.254,38
- Outras Receitas	416,99	-	-	-	416,99
	<b>38.314,39</b>	<b>(48,50)</b>	<b>(3.955,05)</b>	<b>(2.233,10)</b>	<b>32.077,74</b>
<b>Em 2017</b>					
Fornecimento de Energia Elétrica	5.541,26	-	(107,66)	(153,78)	5.279,82
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	14.030,17	(62,53)	(3.286,91)	(1.993,68)	8.687,05
Receita de Construção	4.036,16	-	-	-	4.036,16
<u>Outras Receitas Operacionais</u>					
- Doações, Contribuições e Subvenções	4.446,90	-	-	-	4.446,90
- Outras Receitas	506,68	-	-	-	506,68
	<b>28.561,17</b>	<b>(62,53)</b>	<b>(3.394,57)</b>	<b>(2.147,46)</b>	<b>22.956,61</b>

## 27. Dispêndios/Custos e Despesas

	Custos de bens e Serviços	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas e despesas líquidas	Total
<b>Em 2018 - Natureza dos Gastos</b>					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	5.117,60	-	-	-	5.117,60
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROIN	305,37	-	-	-	305,37
Encargo de Uso de Rede Elétrica	2.393,97	-	-	-	2.393,97
Pessoal e Administradores	4.390,06	-	1.640,35	-	6.030,41
Material	685,58	-	137,71	-	823,29
Serviços de Terceiros	1.548,55	-	946,33	-	2.494,88
Depreciação e Amortização	1.672,92	-	61,19	-	1.734,11
Custo de Construção	6.679,68	-	-	-	6.679,68
Outros Custos, Despesas e Receitas Líquidas	1.059,61	69,10	1.238,95	(56,48)	2.311,18
	<b>23.853,34</b>	<b>69,10</b>	<b>4.024,53</b>	<b>(56,48)</b>	<b>27.890,49</b>
<b>Em 2017 - Natureza dos Gastos</b>					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	3.629,67	-	-	-	3.629,67
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROIN	310,30	-	-	-	310,30
Encargo de Uso de Rede Elétrica	1.099,10	-	-	-	1.099,10
Pessoal e Administradores	4.336,84	-	1.401,31	-	5.738,15
Material	649,44	-	88,03	-	737,47
Serviços de Terceiros	416,78	-	706,75	-	1.123,53
Depreciação e Amortização	966,03	-	(57,00)	-	909,03
Custo de Construção	4.036,16	-	-	-	4.036,16
Outros Custos, Despesas e Receitas Líquidas	1.004,15	124,61	300,28	99,36	1.528,40
	<b>16.448,47</b>	<b>124,61</b>	<b>2.439,37</b>	<b>99,36</b>	<b>19.111,81</b>

**27.1. Custo de Construção** – Corresponde aos valores aplicados no ativo intangível e que, conforme a ITG 01 (R1), deve ser registrada como custo. Em contrapartida registra a receita correspondente, decorrente do direito de receber, via tarifa, o valor investido.

## 28. Detalhamento de Outras Receitas e Despesas

	2018	2017
<b>Outras Receitas</b>		
Ganhos na Alienação de Bens	(68,25)	(30,47)
Outras Receitas	(344,91)	(463,73)
	<b>(413,16)</b>	<b>(494,20)</b>
<b>Outras Despesas</b>		
Perdas na Desativação de Bens	358,86	285,42
Perdas na Alienação de Bens	63,41	72,02
Outras Despesas	47,37	37,40
	<b>469,64</b>	<b>394,84</b>
<b>(=) Resultado de Outras Receitas e Despesas</b>	<b>56,48</b>	<b>(99,36)</b>

## 29. Detalhamento do Resultado Financeiro

	2018	2017
<b>Receitas Financeiras</b>		
Rendas de Aplicação Financeira	121,15	261,57
Acréscimo Moratório S/Fatura de Energia	520,04	150,99
Ajuste a Valor Justo do Ativo Financeiro da Permissão	564,78	526,70
Outras Receitas Financeiras	2,05	251,99
	<b>1.208,02</b>	<b>1.191,25</b>
<b>(-) Despesas Financeiras</b>		
Tarifas Bancárias	(223,70)	(255,56)
IOF	(11,22)	(11,70)
Outras Despesas Financeiras	(181,58)	(125,62)
	<b>(416,50)</b>	<b>(392,88)</b>
	<b>791,52</b>	<b>798,37</b>

### 30. Demonstração de resultado para efeito de cálculo do IRPJ e CSLL

Result. Liq. Exerc. Antes Tributação	4.008,39	405,60	564,78	4.978,77
Tributos Incidentes Sobre o Resultado	-	109,72	192,02	301,74
IRPJ - Imposto de Renda Pessoa Jurídica	-	72,48	141,19	213,67
CSLL - Contribuição Social S/Lucro Líquido	-	37,24	50,83	88,07
<b>Resultado Líquido do Exercício 2018</b>	<b>4.008,39</b>	<b>295,88</b>	<b>372,76</b>	<b>4.677,03</b>
<b>Resultado Líquido do Exercício em 2017</b>	<b>3.340,95</b>	<b>245,25</b>	<b>347,62</b>	<b>3.933,82</b>

### 31. Informações por Segmento e Atividades de Negócios

**31.1. Distribuição de Energia:** é composta de linhas, redes, subestações e demais equipamentos associados e tem por finalidade: **a)** distribuir energia elétrica e garantir o livre acesso ao sistema para os fornecedores e consumidores; **b)** permitir o fornecimento de energia elétrica a consumidores e; quando for o caso, **c)** garantir o suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias.

**31.2. Áreas Geográficas** - Os segmentos e atividades de negócios de distribuição e comercialização de energia elétrica são desenvolvidos nos municípios de Águas Mornas, Antônio Carlos, Angelina, Biguaçu, Canelinha, Governador Celso Ramos, Leoberto Leal, Major Gercino, Nova Trento, Rancho Queimado, Palhoça, São José, São Pedro de Alcântara, Santo Amaro da Imperatriz e Tijucas, todos no Estado de Santa Catarina.

**31.3. Principais Clientes** - A receita proveniente dos dez maiores clientes do Segmento de Distribuição de Energia Elétrica no exercício social de 2018 somou um montante de R\$ 2.218,11 mil, representando 9,89% do total das receitas da cooperativa.

### 32. Partes Relacionadas

A administração da cooperativa entende que os relacionamentos com pessoas físicas e jurídicas estabelecidas em sua área de atuação não se caracterizam pelo interesse econômico, devido à ausência de controle através do capital social nas sociedades cooperativas.

O interesse do associado em relação à cooperativa restringe-se a obtenção do serviço e não a remuneração do investimento (capital), influência nas deliberações ou controle econômico, motivo pelo qual os relacionamentos com fornecedores de bens e serviços à cooperativa, por associados, são considerados como partes não relacionadas.

	2018			2017		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
<b>Pessoal chave da administração</b>						
Presidência e conselhos	0,00	18,00	278,36	0,00	13,34	241,30
Encargos sociais	0,00	0,00	54,51	0,00	0,00	40,15
	<b>0,00</b>	<b>18,00</b>	<b>332,87</b>	<b>0,00</b>	<b>13,34</b>	<b>281,45</b>

### 33. Seguros

Os seguros são considerados suficientes para cobertura dos riscos envolvidos, abrangendo a frota de veículos e instalações da administração da cooperativa.

A cobertura contratada para veículos leves (automóveis e *pick ups*) compreende danos materiais e pessoais a terceiros. Para veículos pesados (caminhões) compreende o custo dos bens em até 100% da tabela FIPE e danos materiais e pessoais a terceiros.

### 34. Contingências

#### 34.1. PIS/COFINS Sobre Ato Cooperativo Não Reconhecido – Notificação Fiscal

- As Leis n.ºs 9.715/98 e 9.718/98 alteradas parcialmente por Medidas Provisórias até a de n.º 2158-35/2001, pelas Leis n.ºs 10.637 de 30 de dezembro de 2002, 10.676 de 22 de maio de 2003 e 10.684 de 30 de maio de 2003, implementadas com a Instrução Normativa – IN n.º 145 da Secretaria da Receita Federal – SRF de 09 de dezembro de 1999, IN – SRF n.º 247 de 21 de novembro de 2002, e IN – SRF n.º 358 de 9 de setembro de 2003, estabeleceram que a contribuição para o PIS e a COFINS são devidas pelas pessoas jurídicas de direito privado, calculadas com base no faturamento a partir de 1º de fevereiro de 1999, aplicando-se, todavia às sociedades cooperativas sobre os fatos geradores a partir de novembro de 1999.

Em 24 de março de 2006 foi editada a IN – SRF n.º 635 dispondo sobre a contribuição ao PIS e da COFINS, cumulativas e não cumulativas devidas pelas cooperativas em geral.

Com o advento da Lei n.º 10.684, houve grande evolução no entendimento da não incidência da contribuição para o PIS e da COFINS sobre o ato cooperativo, notadamente quando determinou, em seu Art. 17, a exclusão dos *valores dos serviços prestados pelas cooperativas de eletrificação rural a seus associados* da base de cálculo do tributo. Com isso a administração da cooperativa entende que somente as operações praticadas com não associados geram receitas sujeitas a incidência de contribuição ao PIS e da COFINS.

Através de ação fiscalizadora, concluída em 16 de outubro de 2006, a Secretaria de Receita Federal lavrou auto de infração, protocolado em 18 de outubro de 2006, por suposta falta/insuficiência de recolhimento da Contribuição ao PIS e da COFINS no período de novembro de 2001 a junho de 2006. O procedimento fiscal

tomou como base de cálculo a totalidade das receitas, excluindo os gastos com geração e distribuição de energia elétrica e a parcela das sobras destinada aos fundos legais.

Em 14 de novembro de 2006 a cooperativa interpôs defesa administrativa argumentando a não incidência de tributo sobre o ato cooperativo. A cooperativa destacou ainda em sua defesa a ausência dos valores correspondentes aos demais gastos, inclusive financeiros, a serviço do associado e a integralidade das sobras, entre as exclusões da base de cálculo utilizada pela autoridade fiscal.

O Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, órgão colegiado que tem por finalidade julgar os recursos de ofício e voluntário de decisão de primeira instância que versem sobre a aplicação da legislação sobre tributos administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, indeferiu os embargos em 05 de março de 2014. Com a decisão a Cooperativa foi intimada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil a pagar os débitos.

Em 30 de abril de 2014, os débitos foram inscritos em dívida ativa, junto a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, com as seguintes inscrições: nº 91614017677-68 – COFINS, no valor de R\$ 823,48 e inscrição nº 91714003508-95 – PIS, no valor de R\$ 178,41.

Objetivando a regularização da Situação Fiscal da cooperativa, os valores foram parcelados através da adesão ao parcelamento reaberto através da Lei nº 12.973/2014, para pagamento em 180 vencimentos no valor de R\$ 4,16 cada um.

A composição do débito no momento do parcelamento era a seguinte:

<u>Descrição</u>	<u>PIS</u>	<u>COFINS</u>	<u>Total</u>
Valor do Tributo	47,17	217,71	264,88
<u>Acréscimos Moratórios</u>			
· Multa	14,15	65,31	79,46
· Juros	71,90	331,86	403,76
	<u>86,05</u>	<u>397,17</u>	<u>483,22</u>
<b>Total após redução</b>	<b>133,22</b>	<b>614,88</b>	<b>748,10</b>
<b>Pgtos</b>	<u>23,96</u>	<u>110,60</u>	<u>134,56</u>
<b>Saldo 31/12/2017</b>	<u>109,26</u>	<u>504,28</u>	<u>613,54</u>

Em novembro de 2014 o Plenário do Supremo Tribunal Federal (STF) reafirmou entendimento da Corte segundo o qual as cooperativas não são imunes à incidência dos tributos, e firmou a tese de que incide o PIS sobre atos praticados pelas cooperativas com terceiros tomadores de serviços, resguardadas exclusões e deduções previstas em lei.

O caso da incidência do PIS sobre as receitas das cooperativas foi tratado no Recurso Extraordinário (RE) 599362, de relatoria do ministro Dias Toffoli.

No RE 598085, foi analisada a revogação da isenção da contribuição ao PIS e da COFINS para os atos

cooperados, introduzido pela Medida Provisória nº 1.858/1999.

Com o advento da notificação fiscal sobre os débitos relativos a Contribuição para o PIS e da COFINS, para os períodos mensais de 1999 a 2006, devidamente parcelado e do entendimento do Supremo Tribunal Federal, a administração da cooperativa, orientada pelos seus advogados, revisou sua expectativa em relação a discussão sobre a incidência dos referidos tributos sobre o ato cooperativo.

Com base no novo cenário, embora discordante, a administração decidiu reconhecer uma provisão para contingência a partir do encerramento do exercício de 2014, relativo ao que seria devido em contribuições ao PIS e a COFINS nos períodos mensais de 2010 a 2014, aguardando posição da Secretaria da Receita Federal do Brasil, revertendo da provisão os períodos prescritos.

### **35. Outras Informações**

#### **35.1 Subvenção CDE – Desconto Tarifário**

Nos termos do inciso VII, art. 13, da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.839, de 09/07/2013, conforme dispõe o Decreto nº 7.891, de 23/01/2013, a CDE deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural; e serviço público de irrigação.

Conforme art. 3º do Decreto nº 7.891/2013, o montante mensal de recursos da CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a cada distribuidora deve ser homologado pela ANEEL. Para definição dos valores mensais a serem repassados, utiliza-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem descontos resultantes do mesmo processo.

O valor mensal a ser repassado pela CCEE à Cerej, relativo ao período de vigência das tarifas, que contempla o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de setembro de 2018 a agosto de 2019, considerando os efeitos da Resolução Homologatória nº 2.214/2017, bem como a previsão de descontos mensais, é de R\$ 225.185,54.

Quanto à subvenção da CDE para a baixa densidade de carga, o valor mensal de recursos da CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Cerej, em relação às competências de outubro de 2018 a agosto de 2019, é de R\$ 665.392,11.

#### **35.2. Reajuste Tarifário Anual de 2018- Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica**

A Resolução Homologatória no 2.144 de 27 de setembro de 2018, alterada pela Resolução Homologatória nº 2.214 de 28 de março de 2017, homologou as tarifas vigentes da Cerej.

Por meio da carta Ofício nº 196/2017, a permissionária solicitou um valor de Parcela B total de R\$ 17.153.000,00.

Em 17 de novembro de 2016, foi publicada a Lei nº 13.360 que criou a subvenção para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, permissionárias e concessionárias de distribuição de energia, cabendo à Aneel definir a forma de cálculo e os valores.

Na 23ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2017 foi aberta Audiência Pública nº 35/2017 com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulamentação da metodologia de cálculo da subvenção supracitada.

Com a abertura da Audiência Pública nº 35/2017, a Diretoria Colegiada determinou que nos casos em que as supridoras já tiveram revisão em 2015 ou 2016, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT deveria efetuar a aplicação imediata do regulamento, devendo as diferenças em relação ao regulamento final serem consideradas no próximo processo tarifário. Assim, o processo tarifário de 2017 da Cerej foi instruído pela SGT e inserido na Pauta da 36ª RPO, de 26 de setembro de 2017.

Na mesma data, por meio do Ofício nº 009/2017, a Confederação Nacional das Cooperativas de Infra-Estrutura – Infracoop, solicitou ao Diretor Geral da ANEEL a retirada dos itens da Pauta até a conclusão definitiva da metodologia para cálculo da subvenção, objeto da audiência pública citada.

Em atenção ao pleito apresentado pela Infracoop e considerando a previsão de conclusão da Audiência Pública até o fim de outubro de 2017, a Diretoria Colegiada, após debates internos, entendeu razoável reconsiderar a orientação anterior de antecipar a aplicação da metodologia. Portanto, ainda na 36ª RPO, e considerando a necessidade de definição de obrigações e direitos acessórios as tarifas vigentes, a Diretoria Colegiada decidiu prorrogar as tarifas da Cerej, até 31 de outubro de 2017, conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº 2.307, de 26 de setembro de 2017.

Em 24 de outubro de 2017, na 40ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria foi aprovado o Submódulo 8.5 do PRORET que estabelece os procedimentos a serem aplicados ao processo de definição da subvenção supracitada. Dentre as principais alterações implementadas, após o período de contribuições da AP nº 035/2017, destacam-se: (i) limite de efeito ao consumidor máximo equivalente a 10% para a retirada dos descontos incidentes na TE e na TUSD; e (ii) o valor da subvenção passará a contemplar o cálculo como componente financeiro, e não mais como econômico (Parcela B).

O valor de R\$ 1.605.000,00 da reconsideração do Pleito da Parcela B, está considerado como Componente Financeiro no Reajuste Tarifário 2017/2018.

Por intermédio da correspondência Ofício nº 196/2017, a permissionária solicitou um valor de R\$ 17.153.000,00 para cobrir os custos com administração, operação e expansão do sistema, o que está acima do limite estabelecido.

**35.3. Avais** – Não existem avais concedidos em nome da cooperativa em favor de funcionários, diretores, associados ou terceiros.

**35.4. ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão** – A CEREJ elaborou as presentes demonstrações contábeis em consonância com o que determina a legislação societária. Para fins de melhor apuração do resultado da atividade regulada e em atendimento a Resolução ANEEL n.º 396/2010, elaboramos também as Demonstrações Contábeis Regulatórias as quais serão objeto de publicação específica e encaminhada à ANEEL juntamente com a Prestação Anual de Contas do exercício.

Biguaçu – SC, 31 de dezembro de 2018.



---

Edson Flores da Cunha  
Presidente

---

Cintia Cunha Machado  
Contadora – CRC – SC 029733/0-5





## **RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

Aos Cooperados e Administradores da  
**Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica  
Senador Esteves Junior - CEREJ**  
Biguaçu - SC

### **Opinião com ressalva sobre as demonstrações contábeis**

Examinamos as demonstrações contábeis da **Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior - CEREJ**, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações de sobras ou perdas, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, exceto quanto aos efeitos do assunto descrito na seção a seguir intitulada “Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações contábeis” as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior - CEREJ** em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### **Base para opinião com ressalva sobre as Demonstrações Contábeis**

A Cooperativa mantém registrado no grupo de contas “Passivos Regulatórios”, no passivo circulante, o valor de R\$ 3.013 mil, a título de “Subvenção CDE Redução Equilibrada Tarifa”. Conforme Nota Técnica nº 208/2018-SGT/ANEEL, este montante se refere ao valor a ser repassado pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica à Cooperativa, referente ao período de setembro/2018 a dezembro/2018, por conta dos subsídios relativos à compensação da baixa densidade de carga da Permissionária, conseqüentemente, é reduzido do valor da tarifa repassada a seus consumidores. Tendo em vista a origem e natureza dos valores envolvidos, a Cooperativa reconhece normalmente este valor como receita, em contrapartida ao valor a receber da CCEE, não havendo, portanto, razão para se reconhecer, também, um passivo correspondente. Como decorrência, o passivo circulante está sendo apresentado a maior em referido montante, enquanto o resultado do exercício e o patrimônio líquido estão sendo apresentados a menor em igual valor.

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 Cooperativa, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas.



Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### **Ênfase**

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 13, a partir da Medida Provisória Nº 579/2012 (convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013) a Cooperativa 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 no vencimento da permissão. Assim, o saldo do seu ativo financeiro foi ajustado com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2014 através da Nota Técnica ANEEL nº 333 de 16/09/2014 e atualizado pelo IPCA a partir de então.

### **Outros assuntos**

#### *Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior*

As demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, apresentadas para fins de comparação foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 09 de março de 2018, com opinião modificada equivalente a contida na seção “Base para opinião com ressalva sobre as Demonstrações Contábeis”, deste relatório e ênfase equivalente a contida na seção “Ênfase”, também deste relatório.

#### *Demonstrações 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 Cooperativa, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Cooperativa. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada 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 individuais tomadas em conjunto.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor**

A administração da Cooperativa é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de

forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias 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.

### **Responsabilidade da administração pelas demonstrações contábeis**

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Cooperativa 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 Cooperativa ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

### **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:

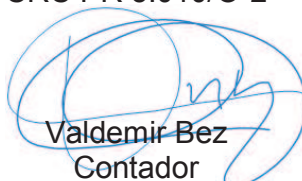
- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa 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.
- Obtivemos 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 Cooperativa.

- 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 Cooperativa. 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 Cooperativa 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 administração 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.

Maringá - PR, 01 de março de 2019

BEZ Auditores Independentes S/S  
CRC PR 5.010/O-2



Valdemir Bez  
Contador  
CRC PR 037.262/O-2

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO FISCAL E PARECER REFERENTE  
BALANÇO PATRIMONIAL ENCERRADO EM 31/12/2018 REALIZADA EM 12 DE  
MARÇO DE 2019.

Aos doze dias do mês de Março do ano de dois mil e dezenove reuniram-se os Membros do Conselho Fiscal desta Cooperativa para encaminhar e apreciar o seguinte: balanço geral, contas de sobras e perdas, demonstrativos, aplicações dos recursos do FATES, estatísticos e contas relacionadas com o exercício de dois mil e dezoito (2018), bem como o relatório da Diretoria. Após fazerem uma minuciosa vistoria nas contas, demonstrativos, contabilidade, posição dos saldos em caixa e em bancos, relatório da Diretoria, bem como os demais documentos referentes ao exercício de dois mil e dezoito (2018), com base nas reuniões regulamentares, durante as quais tomamos conhecimento de todos os negócios da Cooperativa, tendo encontrado tudo na mais perfeita ordem, e tendo em vista a Assembleia Geral Ordinária, marcada para o dezesseis de Março de dois mil e dezenove, (16/03/2019) cujo Edital de Convocação vem tendo a divulgação necessária, dentro do prazo previsto do Estatuto Social. Do exposto emitimos o seguinte parecer: no sentido que seja tudo aprovado na referida Assembleia Geral Ordinária. Nada mais havendo a tratar, foi encerrada a presente reunião, cuja Ata após lida e achada conforme foi assinada pelos membros presentes.

Biguaçu/SC, 12 de Março de 2019.



Rubi Rodolfo Rassweiler  
Conselheiro Fiscal



Altamiro José Adames  
Conselheiro Fiscal



Gilson Laurentino  
Conselheiro Fiscal

**DEMOSNTRAÇÕES  
CONTÁBEIS E  
NOTAS EXPLICATIVAS  
REGULATÓRIAS**



**Cooperativa Prest. de Serv. Pub. Distrib. E. Elétrica Sen. Esteves Jr - CER EJ**

**CNPJ 82.574.864/0001-81**

**Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro**

**Balço Patrimonial**

(Valores expressos em milhares de reais)

<b>ATIVO</b>	<b>NE</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	
<b>Circulante</b>		<b>8.961,28</b>	<b>9.775,62</b>	
Caixa e Equivalentes de Caixa		2.039,98	2.124,85	84,87
Consumidores	4	4.259,94	4.146,94	- 113,00
Serviços em Curso		244,28	89,30	- 154,98
Tributos Compensáveis		215,71	268,92	53,21
Depósitos judiciais e cauções		-	-	-
Almoxarifado Operacional		236,70	142,10	- 94,60
Ativos Regulatórios	6	352,28	1.462,68	1.110,40
Despesas Pagas Antecipadamente		3,07	5,29	2,22
Outros Ativos Circulantes		1.609,32	1.535,54	- 73,78
<b>Não Circulante</b>		<b>33.956,56</b>	<b>27.559,29</b>	- 6.397,27
Tributos Compensáveis		28,87	115,70	86,83
Ativos regulatórios	6	-	-	-
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão		1,38	1,38	-
Imobilizado	5	33.903,67	27.413,08	- 6.490,59
Intangível	5	22,64	29,13	6,49
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>42.917,84</b>	<b>37.334,91</b>	- 5.582,93
				-
				-
<b>PASSIVO</b>	<b>NE</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	
<b>Circulante</b>		<b>7.905,24</b>	<b>6.048,88</b>	- 1.856,36
Fornecedores		1.685,65	669,70	- 1.015,95
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	7	4,85	-	- 4,85
Obrigações Sociais e Trabalhistas		1.328,89	1.172,89	- 156,00
Tributos		638,08	585,11	- 52,97
Encargos Setoriais		918,95	962,10	43,15
Passivos Regulatórios	6	3.080,42	2.443,15	- 637,27
Outros Passivos Circulantes		248,40	215,93	- 32,47
<b>Não Circulante</b>		<b>3.291,11</b>	<b>2.806,89</b>	- 484,22
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	7	12,79	22,97	10,18
Tributos		622,73	563,67	- 59,06
Provisão para Litígios	9	1.013,04	582,30	- 430,74
Obrigações com Associados		35,00	180,00	145,00
Outros Passivos Não Circulantes		-	0,32	0,32
Obrigações Vinculadas à Concessão	10	1.607,55	1.457,63	- 149,92
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>11</b>	<b>31.721,49</b>	<b>28.479,14</b>	- 3.242,35
Capital Social		410,03	395,29	- 14,74
Reservas de Capital		3,86	3,86	-
Outros Resultados Abrangentes		5.332,19	6.615,96	1.283,77
Reservas de Lucros		947,75	947,75	-
Reservas de Sobras		22.643,93	18.464,08	- 4.179,85
Sobras a Disposição da Assembleia		2.383,73	2.052,20	- 331,53
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>42.917,84</b>	<b>37.334,91</b>	- 5.582,93

As notas explicativas (NE) da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

**Cooperativa Prest. de Serv. Pub. Distrib. E. Elétrica Sen. Esteves Jr - CER EJ**

**CNPJ 82.574.864/0001-81**

**Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro**

**Demonstração dos Fluxos de Caixa**

(Valores expressos em milhares de reais)

	2018	2017
<b>Atividades Operacionais</b>		
<b>Sobra Líquida do Exercício</b>	<b>3.227,60</b>	<b>2.482,61</b>
Despesas (Receitas) que Não Afetam o Caixa:	(438,17)	1.843,43
Depreciação e Amortização	(1.299,33)	1.520,54
Baixas do Imobilizado	430,42	711,10
Provisões Passivas	430,74	(388,21)
<b>Variações no Ativo</b>	<b>816,30</b>	<b>(2.766,12)</b>
Consumidores	(113,00)	(934,81)
Serviços em Curso	(154,98)	239,37
Tributos Compensáveis	140,04	113,03
Depósitos judiciais e cauções	-	40,82
Almoxarifado Operacional	(94,60)	16,16
Ativos Regulatórios	1.110,40	(1.260,73)
Despesas Pagas Antecipadamente	2,22	3,96
Outros Realizáveis	(73,78)	(983,92)
<b>Variações no Passivo</b>	<b>2.345,91</b>	<b>1.560,83</b>
Fornecedores	1.015,95	41,86
Obrigações Sociais e Trabalhistas	156,00	63,90
Tributos	112,03	23,66
Encargos Setoriais	(43,15)	303,47
Passivos Regulatórios	637,27	612,05
Outros Passivos	317,89	252,26
Obrigações Vinculadas à Concessão	149,92	263,63
<b>Total das Atividades Operacionais</b>	<b>5.951,64</b>	<b>3.120,75</b>
<b>Atividades de Investimento</b>		
Aplicações no Imobilizado	(5.902,10)	(4.232,19)
<b>Total das Atividades de Investimento</b>	<b>(5.902,10)</b>	<b>(4.232,19)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	(5,33)	(4,93)
Aumentos de Capital	15,92	15,92
Distribuição de Sobras	(145,00)	(300,00)
<b>Total das Atividades de Financiamento</b>	<b>(134,41)</b>	<b>(289,41)</b>
<b>Total dos Efeitos no Caixa</b>	<b>(84,87)</b>	<b>(1.400,45)</b>
Saldo Inicial de Caixa	2.124,85	3.525,30
Saldo Final de Caixa	2.039,98	2.124,85
<b>Variação no Caixa</b>	<b>(84,87)</b>	<b>(1.400,45)</b>

As notas explicativas (NE) da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.



**Cooperativa Prest. de Serv. Pub. Distrib. E. Elétrica Sen. Esteves Jr - CEREJ**  
**CNPJ 82.574.864/0001-81**

**Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro**  
**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido**

(Valores expressos em milhares de reais)

Mutações	Reservas de Capital		Outros Resultados		Reservas de Sobras				Totais
	Capital Social	Doações e Subvenções Investimento	Abrangentes Reavaliação Patrimonial	Reservados	RATES	Reserva de Manutenção Ampliação e Melhorias	Reserva para Contingências	Sobras ou Perdas Acumuladas	
<b>Aumento de Capital:</b>									
- Por Integralização de Quotas	15,92	-	-	-	-	-	-	-	15,92
<b>Destinação do Resultado - AGO</b>									
- Aumento do Reservas	-	-	-	-	-	1.406,54	-	(1.406,54)	-
- Distribuição de Sobras	-	-	-	-	-	-	-	(300,00)	(300,00)
<b>Reversão de Reservas</b>									
- Por Disposição Estatutária	-	-	-	-	(423,59)	(516,98)	-	940,57	-
- Por Disposição Legal	-	-	(1.349,72)	-	-	-	-	1.349,72	-
Resultado Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	2.482,61	2.482,61
<b>Destinações Estatutárias</b>									
Saldo em 31/12/2017	395,29	3,86	6.615,96	2.732,91	1.188,59	14.542,58	947,75	2.052,21	28.479,14
<b>Aumento de Capital:</b>									
- Por Integralização de Quotas	14,74	-	-	-	-	-	-	-	14,74
<b>Destinação do Resultado - AGO</b>									
- Aumento do Reservas	-	-	-	-	-	2.021,94	-	(2.021,94)	-
- Distribuição de Sobras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Reversão de Reservas</b>									
- Por Disposição Estatutária	-	-	-	-	(473,40)	(670,86)	-	1.144,26	-
- Por Disposição Legal	-	-	(1.283,77)	-	-	-	-	1.283,77	-
Resultado Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	3.227,60	3.227,60
<b>Destinações Estatutárias</b>									
Saldo em 31/12/2018	410,03	3,86	5.332,19	3.133,75	1.211,49	18.298,69	947,75	2.383,73	31.721,48

**Cooperativa Prest. de Serv. Pub. Distrib. E. Elétrica Sen. Esteves Jr - CER EJ**

**CNPJ 82.574.864/0001-81**

**Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro**

**Demonstração do Resultado do Exercício**

(Valores expressos em milhares de reais)

	NE	2018	2017
<b>Receita Operacional</b>	12	<b>31.167,22</b>	<b>24.471,27</b>
Fornecimento de Energia Elétrica		6.305,82	3.704,79
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		16.361,22	15.164,21
Ativos e Passivos Regulatórios		(2.758,04)	648,69
Serviços Cobráveis		3,83	12,48
Doações, Contrib. e Subvenções Vinc. ao Serv. Concedido		11.254,39	4.446,90
Outras Receitas Não Vinc. a Concessão do Serv. de Energia		-	494,20
<b>(-) Deduções da Receita Operacional</b>		<b>6.236,65</b>	<b>5.604,56</b>
<b>(-) Tributos Sobre a Receita</b>		<b>4.003,55</b>	<b>3.457,10</b>
ICMS		3.955,05	3.394,57
PIS-PASEP		8,64	11,13
COFINS		39,86	51,40
<b>(-) Encargos do Consumidor</b>		<b>2.233,10</b>	<b>2.147,46</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE		-	-
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		1.214,69	1.209,00
Taxa de Fiscalização de Serv. de Energia Elétrica - TFSEE		71,74	55,61
Outros Encargos - Bandeiras Tarifárias		946,67	882,85
<b>(=) Receita Operacional Líquida</b>		<b>24.930,57</b>	<b>18.866,71</b>
<b>(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica</b>		<b>7.816,94</b>	<b>5.039,07</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		7.511,57	3.939,97
Encargos de Transmissão, Conexão e Distribuição		305,37	1.099,10
<b>(=) Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>		<b>17.113,63</b>	<b>13.827,64</b>
<b>(-) Custos gerenciáveis - Parcela "B"</b>		<b>14.003,04</b>	<b>11.549,68</b>
Pessoal e administradores		6.030,42	5.738,15
Material		823,29	737,48
Serviços de terceiros		2.494,88	1.123,53
Arrendamentos e aluguéis		175,52	169,70
Seguros		17,90	26,17
Doações, contribuições e subvenções		-	-
Provisões		499,85	(263,60)
(-) Recuperação de despesas		(36,86)	(79,68)
Tributos		76,06	48,00
Depreciação e amortização		1.796,65	1.733,53
Outros Custos		1.639,10	1.528,47
Outras despesas/rec não vinc. ao serviço de energia elétrica		486,23	787,93
<b>(=) Resultado do Serviço</b>		<b>3.110,59</b>	<b>2.277,96</b>
<b>(+) Resultado Financeiro</b>		<b>226,74</b>	<b>271,67</b>
Despesas Financeiras		416,50	392,88
(-) Receitas Financeiras		643,24	664,55
<b>(=) Resultado Líquido Antes do IRPJ e da CSLL</b>		<b>3.337,33</b>	<b>2.549,63</b>
(-) IRPJ		72,49	26,53
(-) CSLL		37,24	40,49
<b>(=) Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>3.227,60</b>	<b>2.482,61</b>

As notas explicativas (NE) da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

## Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica

### Senador Esteves Junior – CERESJ

Notas Explicativas sobre as Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de dezembro de 2018 e de 2017

Valores Expressos em Mil Reais

## 1. Setor Elétrico no Brasil

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

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela CERESJ é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu Contrato de Concessão.

De acordo com o Contrato de Permissão de Distribuição, a Outorgada está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da Concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Empresa, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionada acima, nossa Concessão para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação.

Outorgada está autorizada a requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Outorgada solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede

Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

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

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

## **2. Base de preparação e apresentação das Demonstrações Contábeis Regulatórias**

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

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para Demonstrações Contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das Demonstrações contábeis estatutárias societárias da CEREJ. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As informações financeiras, distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, podem não representar adequadamente o desempenho financeiro ou a posição financeira e patrimonial de uma Empresa, apresentando diferenças de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias diferentes das normas regulatórias. Estas diferenças estão explicadas em notas explicativas, para melhor entendimento do leitor.

As demonstrações e notas explicativas foram preparadas em Reais (R\$) e estão apresentadas com valores expressos em mil Reais. A cooperativa não possui operações denominadas em Moeda Estrangeira.

## **3. Principais Práticas Contábeis Regulatórias**

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas Demonstrações Contábeis societárias apresentadas neste relatório, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

**Ativos e passivos financeiros setoriais:** O mecanismo de determinação das tarifas no Brasil garante a recuperação de determinados custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios por meio de repasse anual. Seguindo orientação do Órgão Regulador, a Empresa contabiliza as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, quando existe uma expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, será faturada e cobrada, como resultado direto do repasse dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. O Ativo e Passivo Financeiro Setorial serão realizados quando o poder concedente autorizar o repasse na base tarifária da Empresa, ajustada anualmente na data de aniversário do seu contrato de concessão.

A partir de 21 de dezembro de 2015, com a assinatura do aditivo ao contrato de permissão, firmado entre ANEEL e CERJ, eliminaram-se as possíveis incertezas quanto às diferenças temporais oriundas de outros componentes financeiros e com base no OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos ou Passivos nos relatórios Contábil - Financeiro de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, os ativos e passivos regulatórios passaram a ser reconhecidos como direitos e obrigações de maneira prospectiva.

**Imobilizado em serviço:** Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação registrado em 31 de março de 2013. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador.

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da outorga (concessão, permissão e/ou autorização).

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

**Imobilizado em curso:** Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços. A Outorgada agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização:

a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização;

- b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização;
- c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização e;
- d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

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

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

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

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

**Reserva de reavaliação:** é realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

Para fins da contabilidade societária, a Lei 11.638/2007 permitiu a manutenção dos saldos de reservas de reavaliação existentes em 31 de dezembro de 2007 até a sua efetiva realização. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL.

A reavaliação foi registrada em 31 de março de 2013, com base em Laudo de Reavaliação, e está de acordo com os montantes homologados pela ANEEL no processo de revisão tarifária da data-base de 28 de setembro de 2012.

**Reconhecimento de receita:** A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. A receita

de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é faturada. A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado. Historicamente, a diferença entre a receita não faturada estimada e o consumo real, a qual é reconhecida no mês subsequente, não tem sido relevante. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento. A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

### 3.1. Base de Consolidação - Não Aplicável

Do ponto de vista conceitual, as demonstrações individuais só deveriam ser divulgadas publicamente para o caso de entidades que não tivessem investimentos em controladas. No caso de existência desses investimentos, as entidades deveriam divulgar somente as demonstrações consolidadas, conforme estabelecido nas normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB.

A cooperativa não possui investimentos em controladas. Sua administração entende ainda que a entidade não está sujeita a consolidação de suas demonstrações por se tratar de uma sociedade de pessoas e não de capital, sendo regida por lei especial que a distingue das demais sociedades.

## 4. Consumidores e Concessionárias e Permissionárias

DESCRICAÇÃO	VALORES CORRENTES							VALORES RENEGOCIADOS					Total 2018	Total 2017
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDA					RENEGOCIADA A VENCER		RENEGOCIADA VENCIDA				
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos		
Fornecimento de Energia	2.820,35	-	672,08	170,69	336,19	881,70	(1.034,37)	462,70	-	-	-	(49,40)	4.259,94	4.146,94
Residencial	557,63	-	270,41	44,37	64,54	144,09	(253,03)	156,02	-	-	-	(33,17)	950,86	841,14
Industrial	68,06	-	44,87	8,00	17,79	6,47	(6,47)	60,97	-	-	-	(0,28)	199,41	155,38
Comercial	337,34	-	27,14	5,22	8,22	46,76	(54,98)	42,07	-	-	-	(3,00)	408,77	600,27
Rural	727,96	-	266,71	70,40	165,06	136,37	(136,37)	156,59	-	-	-	(12,15)	1.374,57	1.126,96
Poderes Públicos	13,36	-	1,39	0,34	0,03	5,70	(5,74)	0,80	-	-	-	(0,80)	15,08	17,69
Iluminação Pública	82,68	-	61,56	42,36	80,55	542,31	(557,15)	46,25	-	-	-	-	298,56	358,97
Serviço Público	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14	0,22
Serviço Taxado	-	-	-	-	-	-	(20,62)	-	-	-	-	-	(20,62)	146,69
Fornecimento Não Faturado/Outros	1.033,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.033,18	899,62
<b>Total</b>	<b>2.820,35</b>	<b>-</b>	<b>672,08</b>	<b>170,69</b>	<b>336,19</b>	<b>881,70</b>	<b>(1.034,37)</b>	<b>462,70</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(49,40)</b>	<b>4.259,94</b>	<b>4.146,94</b>

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa foi constituída considerando os principais critérios a seguir elencados:

- 1) Análise criteriosa das Contas a Receber para casos específicos;
- 2) Casos normais, conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, sendo:
  - a) Residenciais vencidos a mais de 90 dias;
  - b) Comerciais vencidos a mais de 180 dias e;
  - c) Industrial, Poder Público e Iluminação Pública, vencidos a mais de 360 dias.

## 5. IMOBILIZADO

Ativo Imobilizado em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferência (C)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017	Obrigações Especiais Brutas
Distribuição	46.868,67	5.876,84	(1.307,56)	(2.172,53)	-	49.265,42	2.396,75	(21.239,86)	28.025,56	24.863,95	(1.607,24)
Máquinas e equipamentos	45.769,49	5.689,56	(1.307,56)	(2.172,53)	-	47.978,96	2.209,47	(20.893,93)	27.085,03	23.953,54	(1.607,24)
Veículos	1.069,39	183,58	-	-	-	1.272,97	183,58	(335,78)	937,19	910,13	-
Móveis e utensílios	9,77	3,70	-	-	-	13,47	-	(10,15)	3,32	0,28	-
Administração	553,67	26,19	-	-	-	579,86	26,19	(411,54)	168,32	174,04	-
Máquinas e equipamentos	253,32	2,68	-	-	-	256,00	2,68	(214,71)	41,29	46,80	-
Veículos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Móveis e utensílios	300,35	23,51	-	-	-	323,86	23,51	(196,83)	127,03	127,24	-
<b>Subtotal</b>	<b>47.422,34</b>	<b>5.903,03</b>	<b>(1.307,56)</b>	<b>(2.172,53)</b>	<b>-</b>	<b>49.845,28</b>	<b>2.422,94</b>	<b>(21.651,40)</b>	<b>28.193,88</b>	<b>25.037,99</b>	<b>(1.607,24)</b>

Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferência (C)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017	Obrigações Especiais Brutas
Distribuição	2.375,12	9.350,17	(6.015,49)	-	-	5.709,80	3.334,68	-	5.709,80	2.375,12	-
Máquinas e equipamentos	935,13	6.656,17	(6.015,49)	-	-	1.575,81	640,68	-	1.575,81	935,13	-
Outros	1.439,99	2.694,00	-	-	-	4.133,99	2.694,00	-	4.133,99	1.439,99	-
Administração	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>2.375,12</b>	<b>9.350,17</b>	<b>(6.015,49)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.709,80</b>	<b>3.334,68</b>	<b>-</b>	<b>5.709,80</b>	<b>2.375,12</b>	<b>-</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>49.797,46</b>	<b>15.253,20</b>	<b>(7.323,05)</b>	<b>(2.172,53)</b>	<b>-</b>	<b>55.555,08</b>	<b>5.757,62</b>	<b>(21.651,40)</b>	<b>33.903,68</b>	<b>27.413,11</b>	<b>(1.607,24)</b>

### 5.1 Composição do intangível:

Intangível - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferência (C)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Ativo Intangível em Serviço										
Administração	41,17	1,87	-	-	-	43,04	1,87	20,40	22,64	29,13
Softwares	41,17	1,87	-	-	-	43,04	1,87	20,40	22,64	29,13
<b>Subtotal</b>	<b>41,17</b>	<b>1,87</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>43,04</b>	<b>1,87</b>	<b>20,40</b>	<b>22,64</b>	<b>29,13</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>41,17</b>	<b>1,87</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>43,04</b>	<b>1,87</b>	<b>20,40</b>	<b>22,64</b>	<b>29,13</b>

### 5.2 Composição da conta Maquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição:



	2018			2017
	Taxas Anuais médias de depreciação %	Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>				
<b>Distribuição</b>		<b>49.265,39</b>	<b>(21.239,86)</b>	<b>28.025,53</b>
Custo histórico	4,00	31.893,67	(8.961,26)	22.932,41
Reavaliação	4,00	17.371,72	(12.278,60)	5.093,12
<b>Administração</b>		<b>579,86</b>	<b>(411,53)</b>	<b>168,33</b>
Custo histórico	11,00	383,00	(214,70)	168,30
Reavaliação	7,00	196,86	(196,83)	0,03
<b>Em curso</b>	-	<b>5.709,81</b>	-	<b>5.709,81</b>
Distribuição	-	5.709,81	-	5.709,81

### 5.3 Composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizado:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Material/ Equipamento	Serviços de Terceiro	Mão de obra própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortizaã	Outros Gastos	Total
Máquinas e Equipamentos	4.145,00	1.536,35	721,22	-	66,88	177,47	6.646,92
Móveis e Utensílios	118,58	65,00	-	-	-	-	183,58
Outros	24,71	2,50	-	-	-	-	27,21
<b>Total das Adições</b>	<b>4.288,29</b>	<b>1.603,85</b>	<b>721,22</b>	-	<b>66,88</b>	<b>177,47</b>	<b>6.857,71</b>

5.4 Principais taxas anuais de depreciação por macroatividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 367 de 2009, são as seguintes:

	Taxas Anuais de Depreciação
<b>Distribuição</b>	
Barra de capacitores	6,67
Chave de distribuição	6,67
Condutor do sistema	3,57
Estrutura do sistema	3,57
Regulador de tensão	4,35
Transformador	4,00
<b>Administração central</b>	-
Equipamento geral	6,65
Veículos	20,00

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

#### 5.5 Principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

Descrição do Bem	Em R\$ Mil
1 - Troca Poste SubODI Proc 6534/18	142,17
2 - Melhoria SubODI Proc 11917/17	107,25
3 - Troca Poste SubODI Proc 6535/18	98,61
4 - Melhoria SubODI Proc 1085/18	97,26
5 - Melhoria SubODI Proc 3467/18	92,20
6 - Melhoria SubODI Proc 3297/18	89,18
7 - Melhoria SubODI Proc 15989/17	83,76
8 - Melhoria SubODI Proc 3513/18	78,63
9 - Melhoria SubODI Proc 198/18	75,13
10 - Melhoria SubODI Proc 14306/17	71,89

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

Descrição do Bem	Em R\$ Mil
1 - Venda de ativo ODD 6323/18	347,98
2 - Emergencia ODD 7/18	141,95
3 - Troca Poste ODD 3467/18	81,16
4 - Emergencia ODD 1727/18	79,47
5 - Melhoria ODD 15989/17	79,28
6 - Melhoria ODD 14306/17	76,54
7 - Melhoria ODD 3297/18	68,02
8 - Melhoria ODD 11917/17	56,45
9 - Emergencia ODD 6606/18	55,71
10 - Melhoria ODD 15347/17	52,35

## 6. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

O Acordo Geral do Setor Elétrico, assinado em 2001, e a nova regulamentação do Setor de Energia Elétrica implicaram na constituição de diversos ativos e passivos financeiros setoriais, bem como no diferimento dos impostos federais incidentes sobre parte desses ativos e passivos (são quitados à medida que os ativos e passivos são recebidos e/ou pagos).

### a) Conta de compensação de variação de custos da “Parcela A”

A CEREJ não apurou valores decorrentes de variação de custos da “Parcela A”.

### b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

A movimentação das contas de demais ativos e passivos regulatórios é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo em 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Transfe-rências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante
Demais Ativos Financeiros Setoriais	1.462,68	386,96	(1.497,36)	-	-	352,28	1.497,36	386,96	1.884,32
Neutralidade da Parcela A	295,41	386,96	(330,09)	-	-	352,28	1.497,36	386,96	1.884,32
Diferimento de Reposição na RTP	1.167,27	-	(1.167,27)	-	-	-	-	-	-
<b>Total Ativos Financeiros Setoriais</b>	<b>1.462,68</b>	<b>386,96</b>	<b>(1.497,36)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>352,28</b>	<b>1.497,36</b>	<b>386,96</b>	<b>1.884,32</b>

Passivos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo em 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante
Demais Passivos Financeiros Setoriais	2.443,15	3.201,61	(2.564,34)	-	-	3.080,42	2.564,34	3.201,61	3.080,42
Neutralidade da Parcela A	265,50	188,93	(386,69)	-	-	67,74	386,69	188,93	67,74
Outros	2.177,65	3.012,68	(2.177,65)	-	-	3.012,68	2.177,65	3.012,68	3.012,68
<b>Total Passivos Financeiros Setoriais</b>	<b>2.443,15</b>	<b>3.201,61</b>	<b>(2.564,34)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.080,42</b>	<b>2.564,34</b>	<b>3.201,61</b>	<b>3.080,42</b>

### i) Programas sociais e governamentais

A Empresa, consciente de sua atuação socialmente responsável, prioriza sua participação em programas e ações governamentais, adotando iniciativas voltadas ao aperfeiçoamento de políticas públicas na área social.

### ii) Neutralidade da Parcela A

Trata-se do valor referente a uma inconsistência da metodologia de cálculo do reajuste tarifário em anos anteriores conforme contratos de concessão vigentes, que gerou em tarifa superior à devida, uma vez que não foi assegurada a neutralidade dos itens dos custos não gerenciáveis da Parcela A.

## 7. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A CEREJ possui os seguintes saldos decorrentes de empréstimos e financiamentos:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal de Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente	Tipo de garantia	Spread % a.a	Data Próximo Pgto Juros	Vencimento Final
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	-	-	17,64	17,64			0,05		
Eletrobrás	-	-	17,64	17,64	sim	não há	0,05	31/01/2019	30/07/2022

## 8. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A CEREJ não apurou imposto de renda e contribuição social diferido sobre resultados regulatórios.

## 9. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

R\$ Mil	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Outros	Total
<b>Saldos em 31/12/2017</b>	-	232,44	349,86	-	-	-	582,30
Constituição	-	905,67	-	-	-	-	905,67
Baixas/reversão	-	(232,44)	(242,49)	-	-	-	(474,93)
<b>Saldos em 31/12/2018</b>	-	905,67	107,37	-	-	-	1.013,04

### 9.1 Litígios Fiscais

**Provisão PIS/COFINS Sobre Ato Cooperativo Não Reconhecido – Notificação Fiscal** - As Leis n.ºs 9.715/98 e 9.718/98 alteradas parcialmente por Medidas Provisórias até a de n.º 2158-35/2001, pelas Leis n.ºs 10.637 de 30 de dezembro de 2002, 10.676 de 22 de maio de 2003 e 10.684 de 30 de maio de 2003, implementadas com a Instrução Normativa – IN n.º 145 da Secretaria da Receita Federal – SRF de 09 de dezembro de 1999, IN – SRF n.º 247 de 21 de novembro de 2002, e IN – SRF n.º 358 de 9 de setembro de 2003, estabeleceram que a contribuição para o PIS e a COFINS são devidas pelas pessoas jurídicas de direito privado, calculadas com base no faturamento a partir de 1º de fevereiro de 1999, aplicando-se, todavia às sociedades cooperativas sobre os fatos geradores a partir de novembro de 1999.

Em 24 de março de 2006 foi editada a IN – SRF n.º 635 dispondo sobre a contribuição ao PIS e da COFINS, cumulativas e não cumulativas devidas pelas cooperativas em geral.

Com o advento da Lei n.º 10.684, houve grande evolução no entendimento da não incidência da contribuição para o PIS e da COFINS sobre o ato cooperativo, notadamente quando determinou, em seu Art. 17, a exclusão dos valores dos serviços prestados pelas cooperativas de eletrificação rural a seus associados da base de cálculo do tributo. Com isso a administração da cooperativa entende que somente as operações praticadas com não associados geram receitas sujeitas a incidência de contribuição ao PIS e da COFINS.

Através de ação fiscalizadora, concluída em 16 de outubro de 2006, a Secretaria de Receita Federal lavrou auto de infração, protocolado em 18 de outubro de 2006, por suposta falta/insuficiência de recolhimento da Contribuição ao PIS e da COFINS no período de novembro de 2001 a junho de 2006. O procedimento fiscal tomou como base de cálculo a totalidade das receitas, excluindo os gastos com geração e distribuição de energia elétrica e a parcela das sobras destinada aos fundos legais.

Em 14 de novembro de 2006 a cooperativa interpôs defesa administrativa argumentando a não incidência de tributo sobre o ato cooperativo. A cooperativa destacou ainda em sua defesa a ausência dos valores correspondentes aos demais gastos, inclusive financeiros, a serviço do associado e a integralidade das sobras, entre as exclusões da base de cálculo utilizada pela autoridade fiscal.

O Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, órgão colegiado que tem por finalidade julgar os recursos de ofício e voluntário de decisão de primeira instância que versem sobre a aplicação da legislação sobre tributos administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, indeferiu os embargos em 05 de março de 2014. Com a decisão a Cooperativa foi intimada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil a pagar os débitos.

Em 30 de abril de 2014, os débitos foram inscritos em dívida ativa, junto a Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, com as seguintes inscrições: n.º 91614017677-68 – COFINS, no valor de R\$ 823,48 e inscrição n.º 91714003508-95 – PIS, no valor de R\$ 178,41.

Objetivando a regularização da Situação Fiscal da cooperativa, os valores foram parcelados através da adesão ao parcelamento reaberto através da Lei nº 12.973/2014, para pagamento em 180 vencimentos no valor de R\$ 4,16 cada um.

A composição do débito em 31/12/2018 era a seguinte:

<b>Descrição</b>	<b>Pis</b>	<b>Cofins</b>	<b>Total</b>
<b>Saldos em 31/12/2017</b>	109,26	504,28	613,54
Pgtos	(8,89)	(40,99)	(49,88)
Atualização	19,40	89,54	108,94
<b>Saldos em 31/12/2018</b>	<b>119,77</b>	<b>552,83</b>	<b>672,60</b>

Em novembro de 2014 o Plenário do Supremo Tribunal Federal (STF) reafirmou entendimento da Corte segundo o qual as cooperativas não são imunes à incidência dos tributos, e firmou a tese de que incide o PIS sobre atos praticados pelas cooperativas com terceiros tomadores de serviços, resguardadas exclusões e deduções previstas em lei.

O caso da incidência do PIS sobre as receitas das cooperativas foi tratado no Recurso Extraordinário (RE) 599362, de relatoria do ministro Dias Toffoli.

No RE 598085, foi analisada a revogação da isenção da contribuição ao PIS e da COFINS para os atos cooperados, introduzido pela Medida Provisória nº 1.858/1999.

Com o advento da notificação fiscal sobre os débitos relativos a Contribuição para o PIS e da COFINS, para os períodos mensais de 1999 a 2006, devidamente parcelado e do entendimento do Supremo Tribunal Federal, a administração da cooperativa, orientada pelos seus advogados, revisou sua expectativa em relação a discussão sobre a incidência dos referidos tributos sobre o ato cooperativo.

Com base no novo cenário, embora discordante, a administração decidiu reconhecer uma provisão para contingência a partir do encerramento do exercício de 2014, relativo ao que seria devido em contribuições ao PIS e a COFINS nos períodos mensais de 2010 a 2014, aguardando posição da Secretaria da Receita Federal do Brasil, revertendo da provisão os períodos prescritos.

## 9.2 Litígios Cíveis

A CEREJ discute na esfera judicial diversas ações de pedidos de indenizações por dano elétrico junto a consumidores em sua área de atuação, no estado de Santa Catarina.

A provisão se baseia nos valores discutidos, conforme relatório do setor jurídico levando em consideração a perda provável das ações.

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

São obrigações vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às Subvenções destinadas a investimentos no Serviço Público de Energia Elétrica na Atividade de Distribuição.

### 10.1 Composição das obrigações vinculadas a concessão:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação Taxa Média Anual	Custo Histórico	Correção Monetária Especial	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>		<b>(1.192,23)</b>	-	-	<b>(1.192,23)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	4,23	(210,79)	-	-	<b>(210,79)</b>
Participação Financeira do Consumidor	3,86	(738,44)	-	-	<b>(738,44)</b>
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	1,40	(156,86)	-	-	<b>(156,86)</b>
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	4,23	(86,14)	-	-	<b>(86,14)</b>
<b>Outros</b>		<b>(138,30)</b>	-	-	<b>(138,30)</b>
Ultrapassagem de demanda	-	(138,30)	-	-	<b>(138,30)</b>
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>		<b>162,68</b>	-	-	<b>162,68</b>
Participação da União, Estados e Municípios	-	39,24	-	-	39,24
Participação Financeira do Consumidor	-	90,51	-	-	90,51
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	-	13,48	-	-	13,48
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	-	19,45	-	-	19,45
<b>Outros</b>	-	<b>33,23</b>	-	-	<b>33,23</b>
Ultrapassagem de demanda	-	33,23	-	-	33,23
<b>Total</b>		<b>(1.134,62)</b>	-	-	<b>(1.134,62)</b>

### 10.2 Movimentação ocorrida no exercício nas obrigações vinculadas a concessão:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (a)	Baixas (b)	Transfências (c)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (a)-(b)+(c)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
<b>Em serviço</b>	<b>(1.057,66)</b>	<b>(247,41)</b>	-	112,84	-	<b>(1.192,23)</b>	<b>(134,57)</b>	55,43	<b>(1.136,80)</b>	<b>(1.002,23)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(210,79)	-	-	-	-	(210,79)	-	16,87	(193,92)	(193,92)
Participação Financeira do Consumidor	(607,29)	(243,99)	-	112,84	-	(738,44)	(131,15)	29,11	(709,33)	(578,18)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	(153,44)	(3,42)	-	-	-	(156,86)	(3,42)	0,23	(156,63)	(153,21)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	(86,14)	-	-	-	-	(86,14)	-	9,22	(76,92)	(76,92)
<b>Outros</b>	<b>(138,30)</b>	-	-	-	-	<b>(138,30)</b>	-	16,81	<b>(121,49)</b>	<b>(121,49)</b>
Ultrapassagem de demanda	(138,30)	-	-	-	-	(138,30)	-	16,81	(121,49)	(121,49)
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>117,66</b>	<b>45,02</b>	-	-	-	<b>162,68</b>	<b>45,02</b>	<b>(55,43)</b>	<b>107,25</b>	<b>62,23</b>
Participação da União, Estados e Municípios	30,80	8,44	-	-	-	39,24	8,44	(16,87)	22,37	13,93
Participação Financeira do Consumidor	63,54	26,97	-	-	-	90,51	26,97	(29,11)	61,40	34,43
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	7,32	6,16	-	-	-	13,48	6,16	(0,23)	13,25	7,09
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	16,00	3,45	-	-	-	19,45	3,45	(9,22)	10,23	6,78
<b>Outros</b>	<b>27,69</b>	<b>5,54</b>	-	-	-	<b>33,23</b>	<b>5,54</b>	<b>(16,81)</b>	<b>16,42</b>	<b>10,88</b>
Ultrapassagem de demanda	27,69	5,54	-	-	-	33,23	5,54	(16,81)	16,42	10,88
<b>Total</b>	<b>(1.050,61)</b>	<b>(196,85)</b>	-	112,84	-	<b>(1.134,62)</b>	<b>(84,01)</b>	-	<b>(1.134,62)</b>	<b>(1.050,61)</b>

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (a)	Baixas (b)	Transferecias (c)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (a)-(b)+(c)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Em Curso	(26,26)	(213,90)	202,66	-	-	(37,50)	(416,56)	-	(37,50)	(26,26)
Participação da União, Estados e Municípios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(5,17)	(127,96)	129,20	-	-	(3,93)	1,24	-	(3,93)	(5,17)
Valores Não Aplicados	(21,09)	(85,94)	73,46	-	-	(33,57)	(12,48)	-	(33,57)	(21,09)
Outros	(380,76)	(60,89)	6,55	-	-	(435,10)	(67,44)	-	(435,10)	(380,76)
Ultrapassagem de demanda	(380,76)	(60,89)	6,55	-	-	(435,10)	(54,34)	-	(435,10)	(380,76)
<b>Total</b>	<b>(407,02)</b>	<b>(274,79)</b>	<b>209,21</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(472,60)</b>	<b>(65,58)</b>	<b>-</b>	<b>(472,60)</b>	<b>(407,02)</b>

### 10.3 Principais adições (pelo critério de valor) de obrigações especiais no exercício foram:

Descrição do Bem	Em R\$ Mil
1 - Rede de Baixa Tensão - Processo 12492/17	13,08
2 - Rede de Baixa Tensão - Processo 15461/17	12,76
3 - Rede de Baixa Tensão - Processo 9527/17	12,25
4 - Rede de Baixa Tensão - Processo 12613/17	10,15
5 - Rede de Baixa Tensão - Processo 16169/17	10,03
6 - Rede de Baixa Tensão - Processo 12744/17	8,07
7 - Rede de Baixa Tensão - Processo 10622/17	7,76
8 - Rede de Baixa Tensão - Processo 15559/17	7,05
9 - Rede de Baixa Tensão - Processo 11345/17	6,8
10 - Rede de Baixa Tensão - Processo 8450/17	6,24

### 10.4 Principais baixas

Não houve baixas nas obrigações especiais no exercício de 2018.

## 11. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 11.1. Capital Social

**11.1.1. Composição do Capital Social:** O capital social é representado por 410,03 mil quotas no valor de R\$ 1,00 cada quota, em 31 de dezembro de 2018. Em 31 de dezembro de 2017 estavam representados por 395,29 mil quotas no valor de R\$ 1,00 cada quota.

**11.1.2. Movimentação do Capital Social:** De acordo com a legislação cooperativista, a conta Capital Social é movimentada nas seguintes hipóteses:

- Na admissão do cooperado, pela subscrição do valor das quotas – partes fixadas no estatuto social;



- Pela subscrição de novas quotas – partes;
- Pela capitalização de sobras e pela incorporação de reservas, exceto as indivisíveis e;
- Pela retirada do cooperado, por demissão, eliminação ou exclusão.

O capital social está representado pelo valor totalmente integralizado, correspondendo à participação de 13.980 associados em 31 de dezembro de 2018. Em 31 de dezembro de 2017 eram 13.465 associados.

## 11.2. Natureza e Finalidade das Reservas

**11.2.1. Reserva Legal:** de caráter indivisível para distribuição entre os associados, é de constituição obrigatória (Fundo de Reserva) nos termos da Lei n.º 5.764/1971. Tem como base a destinação de 10% das sobras do exercício social, de eventuais destinações a critério da Assembleia Geral e se destina à cobertura de perdas decorrentes dos atos cooperativos e não cooperativos.

**11.2.2. Reserva de Assistência Técnica, Educacional e Social:** de caráter indivisível para distribuição entre os associados, é de constituição obrigatória nos termos da Lei n.º 5.764/1971. Tem como base a destinação de 5% das sobras líquidas do exercício social e pelo resultado das operações com terceiros, destinando-se a cobertura de gastos com assistência técnica, educacional e social dos associados e seus dependentes, assim como de seus colaboradores.

**11.2.3. Reserva de Ampliação, Manutenção e Melhoria:** é constituída estatutariamente conforme Art. 43 Seção III, por 60% das sobras líquidas do exercício social, de eventuais destinações da Assembleia Geral e se destina a cobrir investimentos e/ou despesas de manutenção e ampliação das redes de distribuição.

**11.3. Sobras a Disposição da Assembleia Geral Ordinária** – são as sobras líquidas das destinações das reservas acrescidas as suas reversões. Ficam à disposição da Assembleia Geral Ordinária para deliberação quanto a sua destinação, conforme demonstrado no quadro a seguir.

	2018	2017
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	3.227,60	2.482,61
<b>Destinações Estatutárias</b>		
Rates	496,30	412,30
Reserva Legal	400,84	334,09
Reserva MAM	2.405,03	2.004,56
<b>Soma</b>	<b>3.302,17</b>	<b>2.750,95</b>
(+) Realização de Reservas (RATES)	473,40	423,59
(+) Realização Reserva de Manut., Ampliação e Melhoria	670,86	516,98
(+/-) Realização da Reserva de Reavaliação PL	3.001,78	2.240,79
<b>Soma das Realização da Reservas</b>	<b>4.146,04</b>	<b>3.181,36</b>
<b>Sobras Líquidas a Disposição da AGO</b>	<b>2.383,73</b>	<b>2.052,20</b>

## 12. RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Classe	Receita Bruta em R\$ mil			
	2018	2017	Variação	
Residencial	37% 6.185,70	37% 5.331,72	16,02%	
Industrial	3% 545,79	3% 468,96	16,38%	
Comercial	15% 2.526,37	15% 2.076,07	21,69%	
Rural	40% 6.621,21	40% 5.685,78	16,45%	
Outros	5% 821,28	5% 726,24	13,09%	
<b>Total</b>	<b>100% 16.700,35</b>	<b>100% 14.288,77</b>	<b>16,88%</b>	

OBS: Energia elétrica (faturada)

## 13. COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2018 e 2017, a CEREJ não efetuou operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

## 14. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2018	2017
<b>Folha de Pagamento</b>		
Honorário Diretoria e Cédula de Presença Conselheiros	18,00	13,34
Salários e Encargos Retidos a Pagar	528,53	448,28
Pensão Alimentícia a Pagar	5,28	1,49
	<b>551,81</b>	<b>463,11</b>
<b>Provisões Trabalhistas</b>		
Férias/13º	546,13	512,85
Encargos Sociais sobre Férias/13º	230,95	196,93
	<b>777,08</b>	<b>709,78</b>
	<b>1.328,89</b>	<b>1.172,89</b>

	2018			2017		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
<b>Pessoal chave da administração</b>						
Presidência e conselhos	0,00	18,00	278,36	0,00	13,34	241,30
Encargos sociais	0,00	0,00	54,51	0,00	0,00	40,15
	<b>0,00</b>	<b>18,00</b>	<b>332,87</b>	<b>0,00</b>	<b>13,34</b>	<b>281,45</b>

## 15. RECONCILIAÇÃO DAS TAXAS EFETIVAS E NOMINAIS DA PROVISÃO PARA O IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A tributação dos ganhos e resultados foi calculada de acordo com a contabilidade societária, tomando como base as operações com não associados, nos termos da legislação vigente. A provisão para imposto de renda e contribuição social foi apurada sobre o lucro, representado pelo resultado obtido em operações com não associados e sobre a receita de aplicação financeira e ganhos na alienação de bens, considerados tributáveis pela legislação fiscal.

As taxas efetivas e nominais, utilizadas no cálculo das provisões para o imposto de renda e contribuição social, foram consideradas coincidentes.

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

### 16.1. Segmentos e Atividades de Negócios

A Cooperativa opera atividade de distribuição de energia elétrica exclusivamente, de modo que a Demonstração do Resultado do Exercício representa em todos os aspectos o resultado de seus negócios.

**16.1. Distribuição de Energia:** é composta de linhas, redes, subestações e demais equipamentos associados e tem por finalidade: **a)** distribuir energia elétrica e garantir o livre acesso ao sistema para os fornecedores e consumidores; **b)** permitir o fornecimento de energia elétrica a consumidores e; quando for o caso, **c)** garantir o suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias.

**16.2. Áreas Geográficas** - Os segmentos e atividades de negócios de distribuição e comercialização de energia elétrica são desenvolvidos nos municípios de Águas Mornas, Antônio Carlos, Angelina, Biguaçu, Canelinha, Governador Celso Ramos, Leoberto Leal, Major Gercino, Nova Trento, Rancho Queimado, Palhoça, São José, São Pedro de Alcântara, Santo Amaro da Imperatriz e Tijucas, todos no Estado de Santa Catarina.

**16.3. Principais Clientes** - A receita proveniente dos dez maiores clientes do Segmento de Distribuição de Energia Elétrica no exercício social de 2017 somou um montante de R\$ 1.770,91 mil, representando 8,75 % do total das receitas da cooperativa.

## 17. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

Em 28 de março de 2016 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 704, estabeleceu nova metodologia de cálculo para reajustes e revisões. Esta nova metodologia prevê alteração da cláusula décima quarta do contrato de permissão, por meio da assinatura de um Novo Termo aditivo. A Resolução propôs também uma nova data para a revisão, 30 de setembro de 2016.

### 17.1 REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A Resolução Normativa nº 537, de 5 de março de 2013, aprovou o Módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual definiu a metodologia aplicável e os procedimentos a serem utilizados no 1CRTP-P.

O Contrato de Permissão nº 28/2008, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de permissão da CEREJ, define a data de 28 de setembro de 2012 como a data para ser processada a 1CRTP-P.

Com o estabelecimento da metodologia do 1CRTP-P a CEREJ teve suas tarifas homologadas através da Resolução Homologatória nº 1.601 de 27 de agosto de 2013 para o período de 28 de setembro de 2012 a 27 de setembro de 2013.

## 17.2 REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

No reajuste anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as tarifas de fornecimento e uso do sistema de distribuição são reajustadas de modo a recuperar a receita da permissionária decorrente da aplicação do índice de Reajuste Tarifário (IRT), calculado de acordo com fórmula paramétrica que consta do Contrato de Permissão nº 28/2008 e com a metodologia e procedimentos estabelecidos pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº 2.456, de 25 de setembro de 2018, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da CEREJ, resultantes do processo de reajuste tarifário de 2018, cujo efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores é de 10,00%, sendo de 17,02%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 9,18%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

<b>Efeito Consumidor:</b>	
Alta Tensão	17,02%
Baixa Tensão	9,18%
A + B	10,00%

## 17.3. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica é composta pelos valores dos seguintes itens:

- I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico);
- II – Almoxarifado de Operação; e
- III – Obrigações especiais.

Para a avaliação dos ativos das permissionárias vinculados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da BRR no 1CRTP-P, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração será obtida a partir dos ativos em operação, determinada regulatoriamente, a partir das referências de preços adotadas pela ANEEL;

- b) Considera-se como data-base do laudo de ativos o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 1CRTP-P;
- c) A data anterior será utilizada para valoração dos ativos a partir do banco de preços referenciais da ANEEL;
- d) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de ativos e a data da revisão tarifária e;
- e) Em relação ao almoxarifado de operações, seu valor corresponderá ao percentual de 0,30% do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	43.064,04
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	420,16
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.131,78
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	<b>41.512,10</b>
(6) Depreciação Acumulada	22.284,62
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	-
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	-
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	-
(10) Almoxarifado em Operação	129,19
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	420,16
(13) Terrenos e Servidões	
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	<b>20.488,45</b>
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	4,00%
(18) Quota de Reintegração Regulatória	1.660,48
(19) WACC real antes de impostos	3,77%
(20) Taxa RGR PLPT	-
(21) Taxa RGR Demais Investimentos	-
(22) Remuneração do Capital (15)*(20)+(16)*(21)+[(14)-(15)-(16)]*(19)	<b>772,41</b>

#### 17.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI.

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI.

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	1.943,76
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	485,94
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	485,94
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	971,88
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	26,58
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	78,58
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	201,69
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>306,85</b>

## 17.5 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS

Conforme previsto na Legislação Setorial, foi definido no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP anterior, o mecanismo destinado a comparar os investimentos previstos no cálculo do Fator X com os efetivamente realizados pelas distribuidoras. No CRTP vigente, quando da revisão tarifária de cada Permissionária, são levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora entre o CRTP anterior e o CRTP vigente, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IPCA, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

Caso os investimentos efetivamente realizados sejam inferiores àqueles considerados no cálculo do Fator X do CRTP anterior, esse item é recalculado, com a substituição dos valores de investimento previstos pelos investimentos realizados, mantendo-se inalterados os demais parâmetros.

## 17.6. RESUMO DA REVISÃO TARIFÁRIA (OU REAJUSTE TARIFÁRIO)

Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, a revisão tarifária da Outorgada é sintetizada na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens da receita requerida da concessionária, as outras receitas,

os componentes financeiros e a receita verificada. A tabela apresenta também o quanto cada item de receita contribui para o reposicionamento tarifário apresentado.

Descrição	Receita Último IRT R\$	Receita Verificada	Revisao	Variação Projetada %	Impacto na Revisão Tarifária %
<b>1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)</b>	<b>10.619,19</b>	-	-	-	-
<b>1.1. Encargos Setoriais</b>	<b>1.862,64</b>	-	-	-	-
TFSEE	80,06	-	-	-	-
CDE	1.453,69	-	-	-	-
PROINFA	328,89	-	-	-	-
<b>1.2. Transmissão</b>	<b>3.793,54</b>	-	-	-	-
CUSD	3.793,54	-	-	-	-
<b>1.3. Compra de Energia</b>	<b>4.963,01</b>	-	-	-	-
Contratos Bilaterais	4.963,01	-	-	-	-
<b>2. PARCELAB (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5)</b>	<b>18.976,65</b>	-	-	-	-
2.1. Custos Operacionais + Anuidades	10.292,45	-	-	-	-
2.2. Remuneração	5.272,18	-	-	-	-
2.3. Depreciação	3.374,32	-	-	-	-
2.4. Receitas Irrecuperáveis	37,70	-	-	-	-
3. Reposicionamento Econômico	3,60%	-	-	-	-
4. Componentes Financeiros	-32,89%	-	-	-	-
5. Reposicionamento com Financeiros	-8,17%	-	-	-	-
6. Financeiros Retirados do IRT anterior	0,00%	-	-	-	-
7. Efeito para Consumidor	10,00%	-	-	-	-

## 17.7 SEGUNDO CICLO PARA AS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Com base na Resolução Normativa ANEEL nº 704 de 28 de março de 2016, foi estabelecida a nova metodologia de cálculo para reajustes e revisões. Esta nova metodologia prevê alteração da cláusula décima quarta do contrato de permissão, por meio da assinatura de um Novo Termo aditivo o qual foi assinado pela CEREJ em 18 de julho de 2016, aderindo à nova metodologia. A Resolução propôs também uma nova data para a revisão, 30 de setembro de 2016.

Por meio de correspondência protocolada no dia 29 de agosto de 2016, a CEREJ solicitou os valores de Parcela B.

A receita requerida para o processo da CEREJ, calculado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, para aplicação a partir de 30 de setembro de 2016, resultou em R\$ 17.046.238,13, decorrentes de uma variação frente ao processo anterior de - 8,17%, sendo 0,38% relativo a parte econômica e - 8,48% referente aos componentes financeiros pertinentes.



No processo de reajuste tarifário anual de 2015, as tarifas da CER EJ foram, em média, reajustadas em 17,90%, sendo 22,51% relativos ao cálculo econômico e -4,61% aos componentes financeiros pertinentes, conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.962 de 22 de setembro de 2015.

As tarifas de aplicação da CER EJ, constantes da Resolução Homologatória nº 1.962, de 22 de setembro de 2015, ficaram, em média, reajustadas em -4,25%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

No período de 30 de setembro de 2016 a 29 de setembro de 2017 as tarifas constantes Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.144 de 30 de setembro de 2016 estarão em vigor, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -4,25%, sendo de -35,40% para os consumidores conectados em alta tensão e de 0,76% para os em baixa tensão.

Visando amenizar o efeito negativo da Revisão Tarifária Periódica de 2016, a CER EJ protocolou em novembro de 2016 um Pedido de Reconsideração de pleito da parcela B, onde apresenta as justificativas que demonstram que a parcela B de R\$ 11.200.000,00 (onze milhões duzentos mil reais) seria insuficiente para as despesas operacionais da cooperativa, solicitando a retificação da parcela B para R\$ 12.805.000,00 (doze milhões oitocentos e cinco mil reais).

No dia 7 de fevereiro de 2017 na 4ª Reunião Pública Ordinária da diretoria da ANEEL, o pedido de reconsideração foi aprovado e o valor de parcela B de R\$ 12.805.000,00 (doze milhões oitocentos e cinco mil reais) será considerado para o próximo processo tarifário da Permissionária.

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

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias, conforme segue:

### **BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO**

### Balço Patrimonial

	31/12/2018			31/12/2017		
	Sociário	Ajustes CPCs	Regulatório	Sociário	Ajustes CPCs	Regulatório
<b>ATIVO</b>	<b>43.154.930,23D</b>	<b>237.084,69C</b>	<b>42.917.845,54D</b>	<b>35.930.549,37D</b>	<b>1.404.364,92D</b>	<b>37.334.914,29D</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>8.961.280,54D</b>		<b>8.961.280,54D</b>	<b>9.775.621,21D</b>		<b>9.775.621,21D</b>
Caixa e equivalentes de caixa	2.039.977,61D	0,00	2.039.977,61D	2.124.849,40D	0,00	2.124.849,40D
Consumidores	4.259.938,29D	0,00	4.259.938,29D	4.146.943,49D	0,00	4.146.943,49D
Concessionárias e permissionárias	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviços em curso	244.281,94D	0,00	244.281,94D	89.301,99D	0,00	89.301,99D
Tributos compensáveis	215.712,44D	0,00	215.712,44D	268.918,46D	0,00	268.918,46D
Depósitos judiciais e cauções	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Almoxarifado operacional	236.696,60D	0,00	236.696,60D	142.097,91D	0,00	142.097,91D
Investimentos temporários	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Empréstimos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ativos regulatórios	352.278,79D	0,00	352.278,79D	1.462.679,53D	0,00	1.462.679,53D
Despesas pagas antecipadamente	3.069,88D	0,00	3.069,88D	5.285,92D	0,00	5.285,92D
Instrumentos financeiros derivativos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros ativos circulantes	1.609.324,99D	0,00	1.609.324,99D	1.535.544,51D	0,00	1.535.544,51D
<b>Ativo não circulante</b>	<b>34.193.649,69D</b>	<b>237.084,69C</b>	<b>33.956.565,00D</b>	<b>26.154.928,16D</b>	<b>1.404.364,92D</b>	<b>27.559.293,08D</b>
Consumidores	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Concessionárias e permissionárias	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviços em curso	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tributos compensáveis	28.868,54D	0,00	28.868,54D	115.703,00D	0,00	115.703,00D
Depósitos judiciais e cauções	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Investimentos temporários	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Empréstimos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tributos diferidos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ativos regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Despesas pagas antecipadamente	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Bens e direitos para uso futuro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Instrumentos financeiros derivativos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros ativos não circulantes	17.160.274,49D	17.160.274,49C	0,00	13.224.849,21D	13.224.849,21C	0,00
Bens e atividades não vinculadas à concessão	1.377,83D	0,00	1.377,83D	1.377,83D	0,00	1.377,83D
Imobilizado	0,00	33.903.679,66D	33.903.679,66D	0,00	27.413.082,83D	27.413.082,83D
Intangível	17.003.128,83D	16.980.489,86C	22.638,97D	12.812.998,12D	12.783.868,70C	29.129,42D
<b>PASSIVO</b>	<b>43.154.930,23C</b>	<b>237.084,69D</b>	<b>42.917.845,54C</b>	<b>35.930.549,37C</b>	<b>1.404.364,92C</b>	<b>37.334.914,29C</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>7.905.243,18C</b>		<b>7.905.243,18C</b>	<b>6.048.883,52C</b>		<b>6.048.883,52C</b>
Fornecedores	1.685.655,63C	0,00	1.685.655,63C	669.704,84C	0,00	669.704,84C
Empréstimos, financiamentos e debêntures	4.846,62C	0,00	4.846,62C	0,00	0,00	0,00
Obrigações sociais e trabalhistas	1.328.892,00C	0,00	1.328.892,00C	1.172.895,66C	0,00	1.172.895,66C
Benefício pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tributos	638.086,55C	0,00	638.086,55C	585.107,18C	0,00	585.107,18C
Provisão para litígios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Encargos setoriais	918.946,65C	0,00	918.946,65C	962.101,96C	0,00	962.101,96C
Provisão para descomissionamento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Passivos regulatórios	3.080.417,43C	0,00	3.080.417,43C	2.443.147,00C	0,00	2.443.147,00C
Provisão para uso do bem público	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Instrumentos financeiros derivativos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Obrigações com associados	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros passivos circulantes	248.398,30C	0,00	248.398,30C	215.926,88C	0,00	215.926,88C
<b>Passivo não Circulante</b>	<b>5.110.487,07C</b>	<b>1.819.369,31D</b>	<b>3.291.117,76C</b>	<b>4.434.232,37C</b>	<b>1.627.344,23D</b>	<b>2.806.888,14C</b>
Fornecedores	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Empréstimos, financiamentos e debêntures	12.793,02C	0,00	12.793,02C	22.972,65C	0,00	22.972,65C
Benefício pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tributos	622.732,75C	0,00	622.732,75C	563.669,42C	0,00	563.669,42C
Provisão para litígios	1.013.043,18C	0,00	1.013.043,18C	582.299,16C	0,00	582.299,16C
Encargos setoriais	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Provisão para descomissionamento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tributos diferidos	1.819.369,31C	1.819.369,31D	0,00	1.627.344,23C	1.627.344,23D	0,00
Passivos regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Provisão para uso do bem público	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Instrumentos financeiros derivativos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Obrigações com associados	35.000,00C	0,00	35.000,00C	180.000,00C	0,00	180.000,00C

**Balanco Patrimonial**

	31/12/2018			31/12/2017		
	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório
Outros passivos não circulantes	1.607.548,81C	0,00	1.607.548,81C	1.457.946,91C	0,00	1.457.946,91C
Obrigações vinculadas à concessão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>30.139.199,98C</b>	<b>1.582.284,62C</b>	<b>31.721.484,60C</b>	<b>25.447.433,48C</b>	<b>3.031.709,15C</b>	<b>28.479.142,63C</b>
Capital Social	410.034,00C	0,00	410.034,00C	395.291,10C	0,00	395.291,10C
Reservas de capital	3.856,00C	0,00	3.856,00C	3.856,00C	0,00	3.856,00C
Reserva de reavaliação - Ajuste patrimonial	248.455,39C	5.083.733,29C	5.332.188,68C	455.558,05C	6.160.403,26C	6.615.961,31C
Reserva legal	3.133.745,68C	0,00	3.133.745,68C	2.732.906,82C	0,00	2.732.906,82C
RATES	1.211.485,26C	0,00	1.211.485,26C	1.188.588,71C	0,00	1.188.588,71C
Reserva de manutenção, ampliação e melhoria	18.298.687,03C	0,00	18.298.687,03C	14.542.585,17C	0,00	14.542.585,17C
Reserva para contingência	947.753,67C	0,00	947.753,67C	947.753,67C	0,00	947.753,67C
Reserva de lucros a realizar	3.531.716,87C	3.531.716,87D	0,00	3.158.962,31C	3.158.962,31D	0,00
Sobras ou perdas acumuladas	2.353.466,08C	30.268,20C	2.383.734,28C	2.021.931,65C	30.268,20C	2.052.199,85C

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO**

### Demonstração do Resultado

	31/12/2018			31/12/2017		
	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório
<b>Receita / Ingresso</b>	<b>31.167.215,69C</b>		<b>31.167.215,69C</b>	<b>23.977.067,67C</b>		<b>23.977.067,67C</b>
Fornecimento de energia elétrica	6.305.822,51C	0,00	6.305.822,51C	5.309.796,11C	0,00	5.309.796,11C
Suprimento de energia elétrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energia elétrica de curto prazo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	16.361.220,64C	0,00	16.361.220,64C	15.164.207,35C	0,00	15.164.207,35C
Ativos e Passivos Regulatórios	2.758.045,37D	0,00	2.758.045,37D	956.312,13D	0,00	956.312,13D
Serviços cobráveis	3.833,02C	0,00	3.833,02C	12.477,68C	0,00	12.477,68C
Doações, contrib. e subvenções vinc. ao serviço concedido	11.254.384,89C	0,00	11.254.384,89C	4.446.898,66C	0,00	4.446.898,66C
Outras receitas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Tributos</b>	<b>4.003.547,20D</b>		<b>4.003.547,20D</b>	<b>3.457.103,13D</b>		<b>3.457.103,13D</b>
ICMS	3.955.051,85D	0,00	3.955.051,85D	3.394.566,99D	0,00	3.394.566,99D
PIS-PASEP	8.636,14D	0,00	8.636,14D	11.136,58D	0,00	11.136,58D
COFINS	39.859,21D	0,00	39.859,21D	51.399,56D	0,00	51.399,56D
ISS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	<b>2.233.101,26D</b>		<b>2.233.101,26D</b>	<b>2.147.455,67D</b>		<b>2.147.455,67D</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Programa de Eficiência Energética - PEE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Global de Reversão - RGR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	1.214.688,09D	0,00	1.214.688,09D	1.208.987,84D	0,00	1.208.987,84D
Compens. Financ. pela Utilização de Recursos Hídricos -CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	71.743,98D	0,00	71.743,98D	55.613,21D	0,00	55.613,21D
Outros encargos	946.669,19D	0,00	946.669,19D	882.854,62D	0,00	882.854,62D
<b>Receita líquida / Ingresso líquido</b>	<b>24.930.567,23C</b>		<b>24.930.567,23C</b>	<b>18.372.508,87C</b>		<b>18.372.508,87C</b>
<b>Custos não gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>7.816.940,39D</b>		<b>7.816.940,39D</b>	<b>5.039.070,44D</b>		<b>5.039.070,44D</b>
Energia elétrica comprada para revenda	7.816.940,39D	0,00	7.816.940,39D	5.039.070,44D	0,00	5.039.070,44D
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Perdas pelo valor de indenização / renovação	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Provisão de baixa ou baixa de RTP diferida	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Provisão de baixa ou baixa CVA ativa e demais ativos regulat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Reversão de devolução tarifária	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Reversão de CVA passiva e demais passivos regulatórios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reembolso de CCC/CDE de combustível para produção de energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>17.113.626,84C</b>		<b>17.113.626,84C</b>	<b>13.333.438,43C</b>		<b>13.333.438,43C</b>
<b>Custos gerenciáveis - Parcela "B"</b>	<b>19.549.574,47D</b>	<b>6.032.764,66C</b>	<b>13.516.809,81D</b>	<b>14.087.410,88D</b>	<b>3.325.663,05C</b>	<b>10.761.747,83D</b>
Pessoal e administradores	6.030.422,53D	0,00	6.030.422,53D	5.738.147,90D	0,00	5.738.147,90D
Material	823.292,41D	0,00	823.292,41D	737.476,90D	0,00	737.476,90D
Serviços de terceiros	2.494.877,60D	0,00	2.494.877,60D	1.123.534,80D	0,00	1.123.534,80D
Arrendamentos e aluguéis	175.518,40D	0,00	175.518,40D	169.703,52D	0,00	169.703,52D
Seguros	17.894,58D	0,00	17.894,58D	26.166,72D	0,00	26.166,72D
Doações, contribuições e subvenções	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Provisões	499.850,60D	0,00	499.850,60D	263.598,12C	0,00	263.598,12C
Perdas na alienação de bens e direitos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Recuperação de despesas	36.859,34C	0,00	36.859,34C	79.681,28C	0,00	79.681,28C
Tributos	76.058,76D	0,00	76.058,76D	47.991,17D	0,00	47.991,17D
Depreciação e amortização	1.149.732,75D	646.918,66D	1.796.651,41D	1.023.034,19D	710.497,32D	1.733.531,51D
Gastos diversos	8.318.786,18D	6.679.683,32C	1.639.102,86D	5.564.635,08D	4.036.160,37C	1.528.474,71D
<b>Outras receitas / despesas operacionais</b>	<b>6.623.201,74C</b>	<b>7.109.434,63D</b>	<b>486.232,89D</b>	<b>4.135.520,90C</b>	<b>4.429.248,10D</b>	<b>293.727,20D</b>
Outras receitas operacionais	7.092.838,24C	6.679.683,32D	413.154,92C	4.530.365,06C	4.036.160,37D	494.204,69C
Outras despesas operacionais	469.636,50D	429.751,31D	899.387,81D	394.844,16D	393.087,73D	787.931,89D
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>4.187.254,11C</b>	<b>1.076.669,97D</b>	<b>3.110.584,14C</b>	<b>3.381.548,45C</b>	<b>1.103.585,05D</b>	<b>2.277.963,40C</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>791.521,90C</b>	<b>564.779,64D</b>	<b>226.742,26C</b>	<b>798.368,69C</b>	<b>526.702,44D</b>	<b>271.666,25C</b>
Despesas financeiras	416.502,98D	0,00	416.502,98D	392.881,16D	0,00	392.881,16D
Receitas financeiras	1.208.024,88C	564.779,64D	643.245,24C	1.191.249,85C	526.702,44D	664.547,41C
<b>Resultado antes dos impostos sobre os lucros</b>	<b>4.978.776,01C</b>	<b>1.641.449,61D</b>	<b>3.337.326,40C</b>	<b>4.179.917,14C</b>	<b>1.630.287,49D</b>	<b>2.549.629,65C</b>
<b>IRPJ / CSLL</b>	<b>301.752,41D</b>	<b>192.025,08C</b>	<b>109.727,33D</b>	<b>246.096,58D</b>	<b>179.078,83C</b>	<b>67.017,75D</b>
Contribuição social	88.072,64D	50.830,17C	37.242,47D	87.890,72D	47.403,22C	40.487,50D
Imposto de renda	213.679,77D	141.194,91C	72.484,86D	158.205,86D	131.675,61C	26.530,25D
<b>Resultado líquido do exercício</b>	<b>4.677.023,60C</b>	<b>1.449.424,53D</b>	<b>3.227.599,07C</b>	<b>3.933.820,56C</b>	<b>1.451.208,66D</b>	<b>2.482.611,90C</b>

## 18.1 CONSUMIDORES

Não houve ajustes na rubrica Consumidores.

## **18.2 ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS**

Não houve ajustes em ativos e passivos financeiros setoriais.

## **18.3 ATIVOS FINANCEIROS DA CONCESSÃO**

Os ajustes são decorrentes de contabilização na contabilidade societária de expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização). Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto na ICPC 01 – Contratos de Concessão, mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios. Nas demonstrações regulatórias esse valor faz parte do ativo imobilizado.

## **18.4 IMOBILIZADO**

### **18.4.1 REAVALIAÇÃO COMPULSÓRIA**

Os ajustes são decorrentes da reavaliação regulatória compulsória do 1º ciclo de revisão tarifária periódica, atualizado e depreciado, determinada pela Resolução Normativa 396/2010 e não aceito na contabilidade societária.

### **18.4.2 DEPRECIAÇÃO**

Os ajustes são decorrentes da reavaliação regulatória compulsória do 1º ciclo de revisão tarifária periódica, atualizado e depreciado, determinada pela Resolução Normativa 396/2010 e não aceito na contabilidade societária.

## **18.5 INTANGÍVEL**

### **18.5.1 REAVALIAÇÃO COMPULSÓRIA**

Não houve ajustes no grupo intangível com relação à reavaliação regulatória.

## **18.5.2 DEPRECIAÇÃO**

Não houve ajustes no grupo intangível com relação à reavaliação regulatória.

## **18.6 OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Os ajustes são decorrentes da aplicação da REN-ANEEL nº 396/2010, artigo 2, inciso 4º, que estabelece a transferência do saldo das Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica para o ativo intangível.

### **18.6.1 REAVALIAÇÃO COMPULSÓRIA**

Não houve ajustes nas Obrigações vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica.

### **18.6.2 AMORTIZAÇÃO**

Não houve ajustes nas Obrigações vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica.

## **18.7. EFEITOS DE CONTABILIZAÇÃO DE CONTRATOS DE CONCESSÃO (ICPC 01)**

### **18.7.1 ATIVO FINANCEIRO**

Não houve efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01).

### **18.7.2 ATIVO INTANGÍVEL**

Não houve efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01).

### 18.7.3 RECEITA E CUSTO DE CONSTRUÇÃO (RESULTADO)

Os ajustes são decorrentes da aplicação do conceito do ICPC 01 E OCPC 05, que, por se tratar de ativo imobilizado em curso que já é vinculado à Concessão, deve ser reconhecido pelo IFRS como RECEITA DE CONSTRUÇÃO, e, no mesmo instante, reconhecido o CUSTO DE CONSTRUÇÃO do Ativo Intangível da Concessão.

### 18.7.4 REMUNERAÇÃO DO ATIVO FINANCEIRO (RESULTADO)

Houve remuneração do ativo financeiro nos exercícios contábeis de 2018 e 2017, no resultado Societário.

### 18.7.5 IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDO (RESULTADO)

Os ajustes de imposto de renda e contribuição social diferidos nos exercícios de 2018 e 2017 referem-se a provisão do tributo sobre a atualização do valor justo do ativo financeiro com base no IPCA.

## 18.8. CONCILIAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO SOCIETÁRIO E REGULATÓRIO

	2018	2017
<b>Saldos no início do exercício</b>	<b>28.479,14</b>	<b>25.447,43</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>	<b>3.242,34</b>	<b>3.031,71</b>
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(1.841,39)	(3.158,96)
Reavaliação regulatória compulsória	5.083,73	6.190,67
Lucros ou Prejuízos Acumulados		
<b>Saldos no fim do exercício</b>	<b>31.721,48</b>	<b>28.479,14</b>

Os efeitos constatados a título de Reavaliação Regulatória Compulsória referem-se ao efeito desta reavaliação no Patrimônio Líquido não reconhecido pelas normas da contabilidade adotadas no Brasil. A sua realização pela depreciação ou baixa reflete no resultado regulatório a disposição da assembleia geral.

Os efeitos da atualização do Ativo Financeiro da Concessão são reconhecidos na contabilidade societária conforme as normas de contabilidade adotadas no Brasil (ICPC 01). Esta atualização produz efeitos sobre a provisão para o imposto de renda e contribuição social.

## 18.9. CONCILIAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO SOCIETÁRIO E REGULATÓRIO

	2018	2017
Lucro (prejuízo) líquido conforme contabilidade societária	4.677,02	3.933,82
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>	<b>(1.449,42)</b>	<b>(1.451,21)</b>
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)	(564,78)	(526,70)
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	-	-
Depreciação – Reavaliação Regulatória Compulsória	(646,92)	(710,50)
Anulação Não Operacional	(429,75)	(393,08)
Tributos sobre as Diferenças de Práticas Contábeis	192,03	179,07
<b>Lucro (prejuízo) líquido regulatório</b>	<b>3.227,60</b>	<b>2.482,61</b>

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais: refere-se aos efeitos dos ajustes temporais das tarifas não reconhecidos pela contabilidade societária em 2018.

Depreciação - Reavaliação Regulatória Compulsória: Trata-se da reversão das cotas de depreciação da reavaliação regulatória compulsória, cujos efeitos não são reconhecidos na Contabilidade Societária.

Anulação Não Operacional: refere-se aos efeitos das baixas de ativos imobilizados reavaliados compulsoriamente cuja mais valia não é reconhecida na contabilidade societária.

Ajuste a Valor Justo do Ativo Financeiro da Concessão: refere-se aos efeitos da atualização do Ativo Financeiro da Concessão são reconhecidos na contabilidade societária conforme as normas de contabilidade adotadas no Brasil (ICPC 01).

Biguaçu (SC), 31 de dezembro de 2018.





---

Edson Flores da Cunha

Presidente

---

Cintia Cunha Machado

Contadora – CRC – SC 029733/0-5

## **RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

Aos Cooperados e Administradores da  
**Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica  
Senador Esteves Junior - CEREJ**  
Biguaçu - SC

### **Opinião com ressalva sobre as demonstrações contábeis regulatórias**

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da **Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior - CEREJ**, que compreendem o balanço patrimonial regulatório em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações regulatórias de sobras ou perdas, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas regulatórias, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, exceto quanto aos efeitos do assunto descrito na seção a seguir intitulada “Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações contábeis regulatórias” as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior - CEREJ** em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis aos agentes do setor elétrico supervisionadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

### **Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações contábeis regulatórias**

A Cooperativa mantém registrado no grupo de contas “Passivos Regulatórios”, no passivo circulante, o valor de R\$ 3.013 mil, a título de “Subvenção CDE Redução Equilibrada Tarifa”. Conforme Nota Técnica nº 208/2018-SGT/ANEEL, este montante se refere ao valor a ser repassado pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica à Cooperativa, referente ao período de setembro/2018 a dezembro/2018, por conta dos subsídios relativos à compensação da baixa densidade de carga da Permissionária, conseqüentemente, é reduzido do valor da tarifa repassada a seus consumidores. Tendo em vista a origem e natureza dos valores envolvidos, a Cooperativa reconhece normalmente este valor como receita, em contrapartida ao valor a receber da CCEE, não havendo, portanto, razão para se reconhecer, também, um passivo correspondente. Como decorrência, o passivo circulante está sendo apresentado a maior em referido montante, enquanto o resultado do exercício e o patrimônio líquido estão sendo apresentados a menor em igual valor.

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 regulatórias”. Somos independentes em relação à Cooperativa, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional

do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### **Ênfase**

Conforme mencionado nas Notas Explicativas 03 e 04, que descrevem a base de preparação e apresentação e as principais práticas contábeis regulatórias, as demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a **Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Junior - CER EJ** a cumprir os requisitos e determinações estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outros fins. Nossa opinião não foi modificada em função desse assunto.

### **Outros assuntos**

#### *Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior*

As demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, apresentadas para fins de comparação foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 27 de abril de 2018, com opinião modificada equivalente a contida na seção “Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações contábeis regulatórias”, deste relatório e ênfase equivalente a contida na seção “Ênfase”, também deste relatório.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor**

A administração da Cooperativa é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias 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.

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

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis aos agentes do setor elétrico regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e pelas diretrizes e disposições previstas no Manual de

Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, 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.
- Obtivemos 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 Cooperativa.
- 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 Cooperativa. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso

relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias 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 Cooperativa a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela administração 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.

Maringá - PR, 01 de março de 2019

BEZ Auditores Independentes S/S  
CRC PR 5.010/O-2



Valdemir Bez  
Contador

CRC PR 037.262/O-2

## Declaração de Dispensa da Elaboração do Relatório Socioambiental

Considerando que a cooperativa possui mercado inferior a 500 GWh/ano, nos termos da classificação dada pelo Despacho ANEEL nº 1.227, de 27 de abril de 2015, a administração da cooperativa entende e declara estar dispensada da apresentação do Relatório Socioambiental (RSA), motivo pelo qual não está apresentando o documento como parte do conjunto que forma a Prestação Anual de Contas – PAC para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Biguaçu – SC, 24 de abril de 2019



Edson Flores da Cunha  
Presidente