

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes
CNPJ 85.318.640/0001-05
Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro
Balanco Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	NE	2017	2016
<u>Circulante</u>		<u>11.117,20</u>	<u>8.490,18</u>
Caixa e Equivalentes de Caixa	6	4.104,09	2.860,23
Consumidores	7	5.104,50	3.733,03
Impostos e Contribuições Sociais	8	269,55	364,72
Estoques	9	135,16	227,75
Ativos Regulatórios	10	486,32	363,71
Despesas Pagas Antecipadamente	11	20,60	20,59
Outros Créditos	12	996,98	920,15
<u>Não Circulante</u>		<u>22.987,02</u>	<u>20.913,19</u>
<u>Realizável a Longo Prazo</u>		<u>11.269,10</u>	<u>9.880,51</u>
Ativo Indenizável (Permissão)	13	11.093,59	9.724,49
Impostos e Contribuições Sociais	8	150,51	130,96
Títulos e Valores Mobiliários	14	25,00	25,06
Investimentos	15	12,78	11,78
Intangível	16	11.705,14	11.020,90
TOTAL DO ATIVO		34.104,22	29.403,37

PASSIVO	NE	2017	2016
<u>Circulante</u>		<u>4.842,08</u>	<u>5.624,51</u>
Fornecedores	17	1.696,06	1.713,65
Empréstimos e Financiamentos	18	162,60	-
Impostos e Contribuições Sociais	8	791,34	700,20
Folha de Pagamentos e Provisões Trabalhistas	19	970,10	956,98
Encargos do Consumidor a Recolher	20	454,81	177,97
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	21	324,23	545,56
Passivos Regulatórios	10	80,60	1.259,35
Outras Contas a Pagar	22	362,34	270,80
<u>Não Circulante</u>		<u>2.420,84</u>	<u>2.085,44</u>
Empréstimos e Financiamentos	18	1.287,21	-
Impostos e Contribuições Sociais	8	1.131,60	2.083,41
Outras Contas a Pagar	22	2,03	2,03
<u>Patrimônio Líquido</u>	23	<u>26.841,30</u>	<u>21.693,42</u>
<u>Capital Social</u>		<u>351,83</u>	<u>335,15</u>
<u>Reservas de Capital</u>		<u>284,21</u>	<u>284,21</u>
<u>Reservas de Reavaliação e Ajustes Patrimoniais</u>		<u>644,62</u>	<u>734,26</u>
<u>Reserva de Lucros</u>		<u>2.064,04</u>	<u>1.913,53</u>
<u>Reservas de Sobras</u>		<u>21.196,24</u>	<u>16.873,84</u>
<u>Sobras ou Perdas Acumuladas</u>		<u>2.300,36</u>	<u>1.552,43</u>
TOTAL DO PASSIVO		34.104,22	29.403,37

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

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes
CNPJ 85.318.640/0001-05
Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro
Demonstração do Resultado do Exercício
(Valores expressos em milhares de reais)

	NE	2017	2016
Receita Operacional	24	35.086,00	28.784,36
Fornecimento de Energia Elétrica		6.893,53	2.717,86
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		22.853,89	21.041,71
Receita de Construção		3.615,99	3.578,33
Outras Receitas Operacionais		1.722,59	1.446,46
(-) Deduções da Receita Operacional	25	8.744,31	7.916,80
Tributos Sobre a Receita		6.331,16	5.225,76
Encargos Setoriais		2.413,15	2.691,04
(=) Receita Operacional Líquida	26	26.341,69	20.867,56
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	27	17.403,38	14.482,37
(=) Resultado Operacional Bruto		8.938,31	6.385,19
(-) Despesas Operacionais		4.820,69	4.464,33
Despesas com Vendas	27	44,52	18,27
Despesas Gerais e Administrativas	27	4.192,13	4.073,26
Outras Receitas e Despesas Líquidas	27	584,04	372,80
(=) Resultado do Serviço		4.117,62	1.920,86
(+) Resultado Financeiras	28	1.123,77	1.822,48
Receitas Financeiras		1.937,56	2.127,61
Despesas Financeiras	-	813,79	- 305,13
(=) Resultado Líquido Antes do IRPJ e da CSLL		5.241,39	3.743,34
(-) IRPJ	29	77,42	153,72
(-) CSLL	29	32,77	63,98
(=) Resultado Líquido do Exercício		5.131,20	3.525,64

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

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes
CNPJ 85.318.640/0001-05
Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido
(Valores expressos em milhares de reais)

Mutações	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação e Ajuste Patrim.	Reservas de Sobras			Reserva de Ampliação	Reserva Lucros a Realizar	Sobras ou Perdas Acumuladas	Totais
				Reserva Legal	RATES					
Saldo em 31/12/2015	319,85	284,21	841,61	7.253,68	2.156,73		5.376,11	1.626,33	293,96	18.152,48
<u>Aumento de Capital:</u>										
- Por Integralização de Quotas	15,30	-	-	-	-		-	-	-	15,30
<u>Destinação do Resultado - AGO</u>										
- Aumento de Reservas	-	-	-	293,97	-		-	-	293,97	-
Reversão de Reservas	-	-	107,35	-	232,04		-	-	339,39	-
Resultado Líquido do Exercício	-	-	-	-	-		-	-	3.525,64	3.525,64
Destinações Estatutárias	-	-	-	303,26	509,09		1.213,04	287,20	2.312,59	-
Saldo em 31/12/2016	335,15	284,21	734,26	7.850,91	2.433,78		6.589,15	1.913,53	1.552,43	21.693,42
<u>Aumento de Capital:</u>										
- Por Integralização de Quotas	16,68	-	-	-	-		-	-	-	16,68
<u>Destinação do Resultado - AGO</u>										
- Aumento de Reservas	-	-	-	1.552,43	-		-	-	1.552,43	-
Reversão de Reservas	-	-	89,64	-	259,69		-	-	349,33	-
Resultado Líquido do Exercício	-	-	-	-	-		-	-	5.131,20	5.131,20
Destinações Estatutárias	-	-	-	487,76	590,87		1.951,03	150,51	3.180,17	-
Saldo em 31/12/2017	351,83	284,21	644,62	9.891,10	2.764,96		8.540,18	2.064,04	2.300,36	26.841,30

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

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes

CNPJ 85.318.640/0001-05

Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
Atividades Operacionais		
Resultado Líquido do Exercício	5.131,20	3.525,64
Despesas (Receitas) que Não Afetam o Caixa:	1.534,50	1.250,42
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	44,52	18,27
Depreciação e Amortização	960,14	962,74
Valor Residual do Ativo Intangível Baixado	529,84	269,41
Variações no Ativo	- 2.816,27	- 2.073,63
Consumidores	- 1.415,98	- 587,16
Impostos e Contribuições Sociais	75,61	0,11
Estoque	92,59	- 54,81
Ativos Regulatórios	- 122,62	- 138,62
Despesas Pagas Antecipadamente	-	- 0,48
Outros Créditos	- 76,83	24,21
Ativo Indenizável (Permissão)	- 1.369,10	- 1.296,88
Outros Realizáveis	0,06	- 20,00
Variações no Passivo	- 1.896,84	285,41
Fornecedores	- 17,59	814,28
Impostos e Contribuições Sociais	- 860,68	- 710,50
Folha de Pagamento e Provisões Trabalhistas	13,12	116,01
Encargos do Consumidor a Recolher	276,84	- 659,34
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	- 221,33	96,56
Passivos Regulatórios	- 1.178,75	645,01
Outras Exigibilidades	91,55	- 16,61
Total das Atividades Operacionais	1.952,59	2.987,84
Atividades de Investimento		
Participações Societárias – Outras Cooperativas	- 1,00	-
Aplicações no Ativo Intangível	- 2.174,22	- 2.881,87
Total das Atividades de Investimento	- 2.175,22	- 2.881,87
Atividades de Financiamento		
Empréstimos e Financiamentos	1.449,81	-
Aumentos de Capital	16,68	15,30
Total das Atividades de Financiamento	1.466,49	15,30
Total dos Efeitos no Caixa	1.243,86	121,27
Saldo Inicial de Caixa	2.860,23	2.738,96
Saldo Final de Caixa	4.104,09	2.860,23
Variação no Caixa	1.243,86	121,27

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

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes
CNPJ 85.318.640/0001-05
Demonstrações Contábeis Societárias em 31 de Dezembro
Demonstração do Valor Adicionado
(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
Receitas	35.093,00	28.766,00
Venda de Energia e Serviços	33.529,00	26.842,00
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	- 45,00	- 18,00
Outros Resultados Operacionais	1.609,00	1.942,00
(-) Insumos Adquiridos de Terceiros	15.629,00	12.710,00
<u>Insumos Consumidos</u>	<u>15.629,00</u>	<u>12.710,00</u>
Energia Comprada para Revenda	4.976,00	2.628,00
Encargo de Uso de Rede Elétrica	3.753,00	3.286,00
Outros Insumos Adquiridos	1.255,00	1.417,00
Material e Serviços de Terceiros	2.029,00	1.801,00
Custo da Construção	3.616,00	3.578,00
(=) Valor Adicionado Bruto	19.464,00	16.056,00
(-) Depreciações e Amortizações	- 899,00	- 902,00
(=) Valor Adicionado Líquido	18.565,00	15.154,00
(+) Valor Adicionado Transferido	1.938,00	2.128,00
Receitas Financeiras	1.938,00	2.128,00
(=) Valor Adicionado a Distribuir	20.503,00	17.282,00
Distribuição do Valor Adicionado:	20.501,00	17.283,00
Pessoal	4.433,00	4.101,00
Remunerações	3.730,00	3.424,00
Encargos Sociais - FGTS	314,00	317,00
Auxílio Alimentação	186,00	196,00
Convênio Assistencial e Outros Benefícios	203,00	164,00
Governo	10.123,00	9.351,00
Federal	4.128,00	4.391,00
Estadual	5.983,00	4.954,00
Municipal	12,00	6,00
Financiadores	814,00	305,00
Outros Encargos Financeiros	814,00	305,00
Cooperados	5.131,00	3.526,00
Sobras Retidas	5.131,00	3.526,00
Valor Adicionado (médio) por Empregado	336,11	288,03

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

Relatório Técnico Anual

Exercício de 2017

DIRETORIA ADMINISTRATIVA

Nilso Pedro Pereira

Presidente

Moacir Nasário Alves

Vice-Presidente

Valdelir Sartor

Secretário

CONSELHO ADMINISTRATIVO

Efetivos:

Antonio Souza Moraes

Moacir de Souza Flor

Adriano Manoel Cabral

Suplentes:

Lauri da Silva Santos

Gildo Arcelino de Souza

CONSELHO FISCAL

Efetivos:

Balbino Gonçalves

Vilmar João Espindola

Neri Palhano Prestes

Suplentes:

Luiz Souza

Marise Menezes Wheleer

Valmor José dos Santos

DELEGADO JUNTO A FECOERUSC

Efetivos:

Adriano Manoel Cabral

Aguinaldo Rodrigues

Suplentes:

Lidio Vales

José Henrique Rodrigues

Relatório da Administração

Sr(a)s Associados;

Apresentamos o relatório das principais atividades de exercício de 2017, elaboradas de acordo com as práticas adotadas pelo setor elétrico, as quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da Cerpalo – Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes para a sociedade, sócios e consumidores.

Nosso ramo de atividade é a Distribuição e Comercialização de energia elétrica, aproveitando seus conhecimentos Técnicos e Gerenciais somados aos mais de 50 anos de historia.

Comportamento do Mercado

Nossa área de atuação está fixada aos Municípios de Paulo Lopes, parte do Município de Imbituba, parte do Município de Imaruí e parte do Município de Garopaba, todos no Estado de Santa Catarina, resultando no seguinte balanço energético.

Balanço Energético em MWh – CERPALO		
	2016	2017
Aquisição Celesc	50.234	52.200
<u>Distribuição</u>		
Residencial	20.524	22.240
Rural	886,069	968,524
Comercial	11.930	12.743
Industrial	6.137	7.314
Poder Publico	344,960	361,524
Iluminação Publica	3.051	3.229
Consumo Próprio	70,261	65,456
Serviço Público	2.092	2.252
Total	45.035	49.174
Perdas em MWh	5.199	3.026
Perdas em (%)	10.35	5.80

Distribuição de Energia Elétrica

O consumo de Energia Elétrica na área de atuação da Cerpalo em 2017 foi de **49.174 MWh** e de **45.035 MWh** em 2016, demonstrando um crescimento de **8,42%** no consumo da energia, sendo que tivemos entre os anos de 2015/2016 um crescimento de 6.30%.

Consumo por Classe em MWh			Variação (%)
Classe	2016	2017	
Residencial	20.524	22.240	7.72
Rural	886,069	968,524	8.51
Comercial	11.930	12.743	6.38
Industrial	6.137	7.314	16.09
Poder Publico	344,960	361,524	4.58
Iluminação Publica	3.051	3.229	5.51
Consumo Próprio	70,261	65,456	-7.34
Serviço Público	2.092	2.252	7.10
Total	45.035	49.174	8.41

Número de Unidades Consumidoras por Classe

O número de Unidades Consumidoras faturadas no encerramento do exercício de 2017 apresentou um crescimento de 6,00% (782 novas ligações), quando comparado com o número de unidades consumidoras de 2016.

Número de Unidades Consumidoras			Variação (%)
Classe	2016	2017	
Residencial	10.797	11.545	6.48
Rural	185	177	- 4.32
Comercial	1.070	1.115	4.04
Industrial	105	102	- 2.85
Poder Público	64	63	- 1.57
Serviço Público	11	13	15.38
Iluminação Pública	4	3	25
Consumo Próprio	2	2	0
Total	12.238	13.020	6.00

Número de Unidades Consumidoras por Município

Município	Nº de Unidades Consumidoras		Variação (%)	Projeção para 2018
Ano	2016	2017		
Paulo Lopes	4.149	4.271	2.86	4.393
Imbituba	7.442	8.083	7.93	8.724
Imaruí	116	118	1.69	120
Garopaba	531	567	6.35	603
Total	12.238	13.039	6.14	13.840

Equipamentos e Bens ativos

No fim do exercício de 2017 foram levantados os seguintes equipamentos e bens na Rede de Distribuição da CERPALO:

	Transformadores			Rede Alta Tensão (Km)			Rede Baixa Tensão (Km)			Equipamento s Especiais BC, RL, RG	
	2016 Total	2017 Total	2017 Aplica dos	2016 Total	2017 Total	2017 Aplica dos	2016 Total	2017 Total	2017 Aplica dos	2016	2017
Paulo Lopes	373	381	8	162,2	168,6	6,4	125,9	126,3	0,4	12	20
Imbitub a	428	443	15	130,7	134,0	3,3	170,8	175,5	4,7	3	8
Imaruí	21	21	0	8,21	8,21	0	8,89	8,9	0,01	0	0
Garopa ba	54	55	1	20,34	20,50	0,16	16,79	16,8	0,01	0	0
Total	876	900	24	321,4	331,3	9,86	322,4	327,5	5,12	15	28

Planejamento executado em 2017

1 – Conclusão dos serviços na Subestação Pinheira;

2 – Conclusão de 90% das obras do Alimentador PLS-05 - Pinheira-Paulo Lopes. Esta etapa trata-se da construção de 15 km de rede trifásica em 13.8 kV ligando Paulo Lopes a SE Pinheira CELESC;

3 – Ampliação da demanda para 4 MW provisoriamente para suprimento de parte da carga de Paulo Lopes através do alimentador PLS-05 conectado a

rede CELESC. Esta etapa foi fundamental para a continuidade do fornecimento de energia na virada do ano e alta temporada;

4 – Treinamento, capacitação dos colaboradores e atualização das normas FECOERUSC;

5 – Renovação de frota,

6 – Conclusão da implantação do Sistema de leitura on-line dos dados do alimentador PLS-05;

7 – Conclusão do novo galpão (Almoxarifado) na SEDE CERPALO;

8 – Novas aquisições e Retrofitting (reforma) do servidor de dados;

9 – Aquisição de Equipamentos Especiais (Religadores e Reguladores) a fim de entregar energia com maior qualidade e melhorar os indicadores ANEEL.

10 – Aquisição de equipamentos especiais e intensificação nas inspeções de desvio de energia, recuperando receita e diminuindo as perdas.

Planejamento para o exercício 2018

1 – Conclusão do alimentador PLS-05 entre a SE Pinheira (CELESC) e Paulo Lopes;

2 – Estudos de proteção, coordenação e seletividade para redução de faltas de energia;

3 – Investimento em equipamentos para as leituras de dados da rede em tempo real;

4 – Investimento em equipamentos especiais para a contínua melhoria e confiabilidade do sistema;

5 – Renovação de frota,

6 - Atualização das Normas Técnicas da Cooperativa;

7 - Programa de treinamento e capacitação para nossos colaboradores;

8 - Manutenção contínua do sistema;

9 – Continuar e intensificar as fiscalizações de desvios de energia.

10 – Iniciar os estudos de viabilidade para construção de uma Subestação em 69 KV.

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal pelo apoio prestado no debate e decisões das questões de maior interesse da Cerpalo. Nosso reconhecimento a dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da missão da Cerpalo.

Paulo Lopes, 23 de Março de 2018.

Nilso Pedro Pereira

Presidente

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS SOCIETÁRIAS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

1. Contexto Operacional

A Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes – CERPALO é uma sociedade cooperativa singular, do ramo infraestrutura, segundo 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 regulamenta o sistema cooperativista no país. Para fins fiscais e tributários a CERPALO está classificada como cooperativa de eletrificação rural.

1.1. Principais Atividades Desenvolvidas – No decorrer do exercício social de 2017, a CERPALO 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 Contábeis – as demonstrações contábeis foram autorizadas pelo conselho de administração em reunião realizada em 20 e fevereiro de 2018.

2. Da Permissão

Detém permissão conforme Resolução Autorizativa ANEEL n.º 1.630 de 21 de outubro de 2008 e assinatura do contrato de permissão em 28 de novembro de 2008.

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

Em 13 de fevereiro de 2017 a cooperativa 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 Paulo Lopes, Imbituba, Imaruí e Garopaba, todos no estado de Santa Catarina, devidamente delimitado no processo de regularização.

2.4. Mecanismo de atualização das tarifas de fornecimento de energia elétrica – O contrato de permissão estabelece que as tarifas passem por processos de reajuste e revisão anualmente. 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.

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 CERPALO.

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
Encargos Setoriais	Receita Irrecuperável (2.4.6)
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)	
	Despesas de Operação e Manutenção (2.4.7)
	Pessoal
	Material
	Serviços de Terceiros
	Despesas Gerais e Outras
Encargos de Transmissão (2.4.4)	Despesas de Capital
	Cotas de Depreciação (2.4.8)
Compra de Energia Elétrica para Revenda (2.4.5)	Remuneração do Capital (2.4.9)

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. 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.

2.4.5. 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.

2.4.6. 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.

2.4.7. 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.

2.4.8. 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.

2.4.9. 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 760 de 20 de fevereiro de 2017, 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.

No exercício de 2017 a CERPALO aplicou bandeira vermelha nos meses de março, abril, maio, junho, agosto, outubro, novembro e dezembro e amarela nos meses de março, julho e setembro para seus

consumidores.

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 as Normas Brasileiras de Contabilidade emitidas Conselho Federal de Contabilidade – CFC. 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 2017.

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 Eletricidade de Paulo Lopes - CERPALO, firmou o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Permissão para Distribuição nº 023/2008-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 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.

O Comunicado Técnico – CTG 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 o Comunicado Técnico – CTG 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 a 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 ITG 01 (R1) – Contratos de Concessão e do Comunicado Técnico CTG 05 – Contratos de Concessão.

Até a edição da MP Nº 579/2012, convertida na 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. Consequentemente 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 366 de 20 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 NBC TG 04 (R3) – Ativo Intangível e a ITG 01 (R1) – Contratos de Concessão e do Comunicado Técnico CTG 05 – Contratos de Concessão.

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 com 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 reconhecidos 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 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 é calculada tomando como base as operações com não associados, nos termos da legislação vigente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é 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.

O Imposto de Renda corrente, quando apurado, é calculado e contabilizado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, mais adicional de 10% sobre a base excedente a R\$ 240.000,00 (duzentos e quarenta mil reais) anuais, e a Contribuição Social à alíquota de 9%, calculada e escriturada sobre o lucro ajustado antes do Imposto de Renda, na forma da legislação vigente.

Sobre as diferenças temporárias são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou o passivo liquidado. Tais ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais de Imposto de Renda e bases negativas de Contribuição Social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício.

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 apresentamos na Demonstração de resultado para efeito de cálculo do IRPJ e CSLL nota 29.

O resultado positivo gerado em operações com não associados, após a dedução dos tributos, são destinados 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 Indenizável (Permissão) – apresentado na nota 13;

Títulos e Valores Mobiliários – Títulos de Capitalização – apresentado na nota 14;

Fornecedores - apresentado na nota 17;

Empréstimos e Financiamentos: apresentado na nota 18.

5.2. Valor Justo

	2017		2016	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Ativos	20.327,18	20.327,18	16.342,81	16.342,81
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.104,09	4.104,09	2.860,23	2.860,23
Contas a Receber	5.104,50	5.104,50	3.733,03	3.733,03
Ativo Indenizável (Permissão)	11.093,59	11.093,59	9.724,49	9.724,49
Títulos e Valores Mobiliários	25,00	25,00	25,06	25,06
Passivos	1.696,06	1.696,06	1.713,65	1.713,65
Fornecedores	1.696,06	1.696,06	1.713,65	1.713,65
Empréstimos e Financiamentos	1.449,81	1.449,81	-	-

5.3. Classificação dos Instrumentos Financeiros

	Destinados a Venda	Empréstimos e Recebíveis	Outros Passivos Financeiros	Total
Em 31 de dezembro de 2017				
Ativo	11.118,59	9.208,59	-	20.327,18
Caixa e equivalentes de caixa	-	4.104,09	-	4.104,09
Contas a receber	-	5.104,50	-	5.104,50
Títulos e Valores Mobiliários	25,00	-	-	25,00
Ativo Indenizável (Permissão)	11.093,59	-	-	11.093,59
Passivo	-	-	1.696,06	1.449,81
Fornecedores	-	-	1.696,06	1.696,06
Empréstimos e Financiamentos	-	-	1.449,81	1.449,81
Em 31 de dezembro de 2016				
Ativo	9.749,55	6.593,26	-	16.342,81
Caixa e equivalentes de caixa	-	2.860,23	-	2.860,23
Contas a receber	-	3.733,03	-	3.733,03
Títulos e Valores Mobiliários	25,06	-	-	25,06
Ativo Indenizável (Permissão)	9.724,49	-	-	9.724,49
Passivo	-	-	1.713,65	-
Fornecedores	-	-	1.713,65	1.713,65
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-

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	Vencimento	2017	2016
Caixa e Bancos			600,77	491,90
Aplicações no Mercado Aberto				
Banco Bradesco	Renda Fixa CDB - DI	Liquidez Diária	500,53	148,43
Blucredi	RDC-Longo Pós CDI	Liquidez Diária	260,07	169,24
Banco do Brasil S/A	RF CP Automático	Liquidez Diária	530,97	-
Banco HSBC	Renda Fixa CDB - DI	Liquidez Diária	490,98	351,33
CRESSOL	Renda Fixa CDI	Liquidez Diária	90,17	82,74
Caixa Econômica Federal	CDB Flex Empresarial	Liquidez Diária	1.630,60	1.410,44
Banco Itaú S/A	IT AU Empresa Ref. DI VIP FICFI	Liquidez Diária	-	206,15
			3.503,32	2.368,33
			4.104,09	2.860,23

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 para Créditos de Liquidação Duvidosa	Total		
	Vincendos	até 90 dias	mais 90 dias		2017	2016	
Residencial	1.140,59	430,47	133,34	-	154,02	1.550,38	1.219,79
Industrial	338,20	187,20	63,87	-	64,03	525,24	387,15
Comercial	746,48	349,93	69,09	-	76,07	1.089,43	813,72
Rural	33,22	6,56	3,32	-	3,23	39,87	42,73
Poder Público	20,34	0,06	44,08	-	50,06	14,42	16,76
Iluminação Pública	126,03	238,92	515,46	-	422,76	457,65	108,81
Serviços Públicos	103,16	95,99	-	-	-	199,15	140,28
Parcelamento Energia	124,83	-	-	-	4,59	120,24	239,06
Renda Não Faturada/Outros	1.119,83	-	-	-	11,71	1.108,12	764,73
	3.752,68	1.309,13	829,16	-	786,47	5.104,50	3.733,03

8. Impostos e Contribuições Sociais

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, o qual permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis nº 11.638/2007 e nº 11.941/2009 da base de cálculo desses tributos. A base de apuração dos tributos está demonstrada na nota 29.

A Cooperativa, em consonância com o NBC TG 32 (R3) Tributos Sobre o Lucro, contabiliza seu passivo fiscal diferido referente à Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse passivo se refere ao valor do tributo sobre o lucro que será devido em período futuro relacionado a diferenças temporárias entre a base fiscal e a base societária da Cooperativa.

	2017	2016
Ativo Circulante		
IR Retido na Fonte	0,66	8,81
Contribuições Federais a Recuperar	0,72	0,61
IRRF s/Aplicações Financeiras	77,18	107,76
ICMS a Recuperar	111,34	179,33
CSLL - Estimativa	40,20	47,62
IRPJ - Estimativa	39,45	20,59
	269,55	364,72
Ativo Não Circulante		
ICMS a Recuperar	150,51	130,96
	150,51	130,96
Passivo Circulante		
INSS a Recolher	127,99	123,97
FGETS a Recolher	36,40	35,62
PIS a Recolher	5,24	5,23
ISS a Recolher	2,37	6,38
IRRF a Recolher	1,15	1,04
ICMS a Recolher	540,21	428,18
PIS Faturamento a Recolher	8,07	5,34
COFINS Faturamento a Recolher	37,25	24,69
IRPJ - Provisão	20,41	44,93
CSLL - Provisão	12,25	24,82
	791,34	700,20
Passivo Não Circulante		
ICMS Parcelamento a Pagar	-	1.029,35
Provisão IRPJ e CSLL	1.131,60	1.054,06
	1.131,60	2.083,41

9. Estoques

	2017	2016
Grupo de Materiais		
Condutores	2,87	9,39
Estruturas	0,60	5,62
Ferramentas	5,95	11,96
Chaves	17,81	12,97
Transformadores	38,99	38,99
Parafusos e Ferragens	2,62	4,02
Iluminação Pública	20,40	79,40
Uniformes e Equip.de Segurança	34,58	43,31
Materiais Diversos	11,34	22,09
	135,16	227,75

10. Ativos 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 CERPALO, eliminaram-se as possíveis incertezas quanto às diferenças temporais oriundas de outros componentes financeiros e com base no CTG 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.

	2017	2016
Ativos Regulatórios - Circulante		
TFSEE - Neutralidade	1,71	2,19
CDE - Neutralidade	40,97	60,40
PROINFA - Neutralidade	11,08	15,59
IF - CUSD Energia	432,56	285,53
	486,32	363,71
Passivos Regulatórios - Circulante		
TFSEE - Neutralidade	2,85	1,04
CDE - Neutralidade	42,69	211,77
PROINFA - Neutralidade	35,06	6,88
IF Ajuste Recálculo Revisão/Reajuste	-	243,25
Retenção Adicionais Bandeiras Tarifárias	-	796,41
	80,60	1.259,35

11. Despesas Pagas Antecipadamente

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

	2017	2016
Seguros	20,60	20,59
	20,60	20,59

12. Outros Créditos

	2017	2016
Detalhamento do Saldo de Outros Créditos		
Empregados	65,66	79,15
Adiantamento a Fornecedores	32,69	25,35
Cheques em Cobrança	11,00	70,55
Uso Mútuo de Postes	86,04	67,43
Serviços em Curso	22,73	261,49
Subsídio CDE	27,96	43,40
Subvenção CDE - Baixa Densidade de Carga	275,63	-
Outros Serviços Prestados	475,27	372,78
	996,98	920,15

13. Ativo Indenizável (permissão)

O Contrato de Permissão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 023/2008, de 28 de Novembro 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 ITG 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 classificado 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) classificado 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 da 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. No exercício de 2013 o saldo do 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 2013 através da Nota Técnica ANEEL nº 373 de 21 de agosto de 2013 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:

	2017	2016
Ativo Intangível - Permissão	11.705,14	11.020,90
Soma do Intangível	11.705,14	11.020,90
Ativo Financeiro Indenizável	11.093,59	9.724,49
Custo de Ativo Financeiro	7.765,36	6.624,30
Ajuste a Valor Justo	3.328,23	3.100,19
	22.798,73	20.745,39

	Ativo Financeiro Indenizável
Saldo em 31 de dezembro de 2015	8.427,61
Transferência para Ativo Financeiro	861,71
Ajuste a Valor Justo	435,17
Saldo em 31 de dezembro de 2016	9.724,49
Transferência para Ativo Financeiro	1.141,06
Ajuste a Valor Justo	228,04
Saldo em 31 de dezembro de 2017	11.093,59

14. Títulos e Valores Mobiliários

Representado por títulos de capitalização junto às instituições financeiras com prazo de 24 meses de vencimento para resgate de até 100% do capital.

	Valor	
	2017	2016
Bradesco - Títulos de Capitalização	5,00	5,06
BrasilCap - Títulos de Capitalização	20,00	20,00
	25,00	25,06

15. Investimentos

	Participação	Valor	
		2017	2016
Investimentos			
SC - GERACOOB	0%	5,00	5,00
FECOERUSC	0%	0,62	0,62
BLUCREDI	0%	1,00	1,00
Outros	0%	6,16	5,16
		12,78	11,78

16. Intangível

	Custo	Amortização Acumulada	Valor Residual	Transf.Ativo Financeiro	Obrigações Especiais	Saldo
Direito de uso da permissão	22.399,39	- 5.836,20	16.563,19	- 5.762,59	- 1.429,42	9.371,18
Saldo em 31 de dezembro de 2015	22.399,39	- 5.836,20	16.563,19	- 5.762,59	- 1.429,42	9.371,18
Direito de uso da permissão	25.914,33	- 6.576,87	19.337,46	- 6.624,30	- 1.692,26	11.020,90
Saldo em 31 de dezembro de 2016	25.914,33	- 6.576,87	19.337,46	- 6.624,30	- 1.692,26	11.020,90
Direito de uso da permissão	28.729,18	- 7.339,89	21.389,29	- 7.765,36	- 1.918,79	11.705,14
Saldo em 31 de dezembro de 2017	28.729,18	- 7.339,89	21.389,29	- 7.765,36	- 1.918,79	11.705,14

16.1. 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 CERPALO, 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.

16.2. 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.

16.3. Redução ao Valor Recuperável de Ativos – *Impairment* - A CERPALO tem por prática a avaliação e o monitoramento periódico do desempenho futuro dos seus ativos. Neste contexto, e considerando o disposto na NBC TG 01 (R3) – 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 concessão 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.

16.4. 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 dados históricos.

17. Fornecedores

	2017	2016
Suprimento de Energia Elétrica		
CELESC Distribuidora S.A	1.159,80	1.067,17
	1.159,80	1.067,17
Material e Serviço	536,26	646,48
	536,26	646,48
	1.696,06	1.713,65

18. Empréstimos e Financiamentos

Financiamento bancário correspondente a contratação de construção de um Bay de Conexão, na tensão 13,8 kV, na sustação de distribuição de energia elétrica da CELESC, no município de Palhoça, e de uma linha de distribuição de energia elétrica trifásica na mesma tensão, com extensão de aproximadamente 14 km, partindo da referida subestação até o município de Paulo Lopes, para atender a demanda de 4 MVA daquele município.

Os recursos foram disponibilizados pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE em março de 2017.

Condições gerais do contrato:

Valor liberado R\$ 1.445,04 mil;

Juros contratados: 5,6% ao ano;

Correção: TJLP

Prazo: 120 meses, incluindo 12 meses de carência, com vencimento final em 15 de novembro de 2026;

Garantias: hipoteca de primeiro grau de terrenos e construções de imóvel situado na comarca de Garopaba - SC.

	2017	2016
Saldo de Empréstimos e Financiamentos - Circulante		
Principal	161,60	-
Encargos a Dívida	1,00	-
	162,60	-
Saldo de Empréstimos e Financiamentos - Exigível a Longo Prazo		
Principal	1.282,98	-
Encargos a Dívida	4,23	-
	1.287,21	-

19. Folha de Pagamento e Provisões Trabalhistas

	2017	2016
Folha de Pagamento		
Honorário Diretoria e Cédula de Presença Conselheiros	14,65	14,13
Salários a Pagar	202,41	203,27
Impostos e Contribuições Retidos na Fonte	86,17	80,19
Consignações em Favor de Terceiros	25,42	8,37
	328,65	305,96
Provisões Trabalhistas		
Férias	458,97	465,98
Encargos Sociais sobre Férias	182,48	185,04
	641,45	651,02
	970,10	956,98

20. Encargos do Consumidor a Recolher

	2017	2016
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	128,55	118,29
Taxa de Fiscalização	5,05	4,29
Bandeira Tarifária	321,21	55,39
	454,81	177,97

21. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

	2017	2016
P&D	72,20	129,89
PEE	252,03	415,67
	324,23	545,56

22. Outras Contas a Pagar

	2017	2016
Passivo Circulantes		
Consumidores	88,23	34,59
Convênios de Arrecadação	273,17	235,26
Outros	0,94	0,95
	362,34	270,80
Passivo Não Circulantes		
Obrigações com Associados	2,03	2,03
	2,03	2,03

23. Patrimônio Líquido

23.1. Capital Social

23.1.1. Composição do Capital Social: O capital social é representado por 351,83 mil quotas partes no valor de R\$ 1,00 cada quota, em 31 de dezembro de 2017. Em 31 de dezembro de 2016 estava representada por 335,15 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 17.282 associados em 31 de dezembro de 2017 – em 2016 eram 16.373 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 10% 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 Ampliações: é constituído estatutariamente por 40% 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.

23.2.4. Reserva de Reavaliação e Ajuste de Avaliação Patrimonial: O saldo do valor da reavaliação espontânea de bens, classificados como máquinas e equipamentos, que compõem a infraestrutura de distribuição de energia elétrica, líquido da depreciação acumulada.

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.

	2017	2016
Resultado do Exercício	5.131,20	3.525,64
Destinações		
RATES	590,87	509,09
Reserva Legal	487,76	303,26
Reserva de Ampliação	1.951,03	1.213,04
Reserva de Lucros a Realizar	150,51	287,20
	3.180,17	2.312,59
Realização de Reservas		
RATES	259,69	232,04
Reserva de Reavaliação e Ajuste Patrimonial	89,64	107,35
	349,33	339,39
Sobras a Disposição da AGO	2.300,36	1.552,44

24. Ingresso/Receita Operacional

	2017	2016
a) Fornecimento de Energia Elétrica		
Residencial	3.312,84	1.271,44
Industrial	863,43	381,69
Comercial, Serviços e Outras Atividades	1.964,96	792,73
Rural	89,67	40,49
Poder Público	56,49	21,94
Iluminação Pública	333,97	128,18
Serviço Público	275,78	104,36
Renda Não Faturada	29,11	- 4,56
Receita Ultrapas. Demande e Excedente Reativo	- 32,72	- 18,41
	6.893,53	2.717,86
b) Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		
Residencial	10.920,34	9.742,60
Industrial	2.846,21	2.946,76
Comercial, Serviços e Outras Atividades	6.477,26	6.120,18
Rural	295,58	312,58
Poder Público	186,23	169,36
Iluminação Pública	1.100,91	989,62
Serviço Público	909,08	805,67
Renda Não Faturada	118,28	- 45,06
	22.853,89	21.041,71
c) Receita de Construção	3.615,99	3.578,33
d) Outras Receitas Operacionais		
Uso Mútuo de Postes	236,70	214,86
Rendas de Prestação de Serviços	458,08	889,05
Serviço Taxado	165,24	102,40
Doações, Contribuições e Subvenções	858,35	193,69
Outras Receitas	4,22	46,46
	1.722,59	1.446,46
	35.086,00	28.784,36

25. Deduções da Receita/Ingresso

	2017	2016
Tributos Sobre a Receita		
COFINS	299,83	239,47
PIS	64,96	51,88
ICMS	5.966,37	4.934,41
	6.331,16	5.225,76
Encargos Setoriais		
CDE	1.428,35	2.022,70
P&D e PEE	-	102,27
TFSEE	53,76	42,87
Bandeiras Tarifárias	931,04	523,20
	2.413,15	2.691,04
	8.744,31	7.916,80

26. Receita Operacional Líquida

	Receita Bruta	PIS/PASEP e COFINS	ICMS	Encargos do Consumidor	Receita Líquida
Em 2017					
Fornecimento de Energia Elétrica	6.893,53	- 84,53	- 1.382,62	- 559,21	4.867,16
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	22.853,89	- 280,26	- 4.583,75	- 1.853,94	16.135,95
Receita de Construção	3.615,99	-	-	-	3.615,99
Outras Receitas Operacionais	1.722,59	-	-	-	1.722,59
	35.086,00	- 364,79	- 5.966,37	- 2.413,15	26.341,69
Em 2016					
Fornecimento de Energia Elétrica	2.717,86	- 33,33	- 564,45	- 307,83	1.812,26
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	21.041,71	- 258,02	- 4.369,96	- 2.383,21	14.030,51
Receita de Construção	3.578,33	-	-	-	3.578,33
Outras Receitas Operacionais	1.446,46	-	-	-	1.446,46
	28.784,36	- 291,35	- 4.934,41	- 2.691,04	20.867,56

27. Dispendios/Custos e Despesas

	Custos de Bens e/ou Serviços	Despesas com Vendas	Despesas Gerais e Administrativas	Outras Rec.(Desp.) Líquidas	Total
Em 2017 - Natureza dos Gastos					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	4.617,89	-	-	-	4.617,89
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	357,71	-	-	-	357,71
Encargo de Uso de Rede Elétrica	3.752,72	-	-	-	3.752,72
Pessoal e Administradores	3.332,99	-	2.170,12	-	5.503,11
Material	706,21	-	381,55	-	1.087,76
Serviços de Terceiros	152,83	-	967,88	-	1.120,71
Depreciação e Amortização	758,45	-	140,10	-	898,55
Custo de Construção	3.615,99	-	-	-	3.615,99
Outros Custos e Despesas	108,59	44,52	532,48	584,04	1.269,63
	17.403,38	44,52	4.192,13	584,04	22.224,07
Em 2016 - Natureza dos Gastos					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.340,27	-	-	-	2.340,27
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	287,27	-	-	-	287,27
Encargo de Uso de Rede Elétrica	3.286,07	-	-	-	3.286,07
Pessoal e Administradores	3.107,97	-	2.006,97	-	5.114,94
Material	487,19	-	337,17	-	824,36
Serviços de Terceiros	132,95	-	1.031,16	-	1.164,11
Depreciação e Amortização	760,72	-	141,03	-	901,75
Custo de Construção	3.578,33	-	-	-	3.578,33
Outros Custos e Despesas	501,60	18,27	556,93	372,80	1.449,60
	14.482,37	18,27	4.073,26	372,80	18.946,70

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.

27.2. Detalhamento de Outros Custos e Despesas

	2017	2016
Outras Receitas		
Ganhos na Alienação de Bens	- 41,82	- 16,01
Outras Receitas	- 52,03	- 50,61
	- 93,85	- 66,62
Outras Despesas		
Perdas na Desativação de Bens	157,54	195,48
Despesas com FATES	259,69	-
Outras Despesas	260,66	243,94
	677,89	439,42
(=) Resultado de Outras Receitas e Despesas	584,04	372,80

28. Detalhamento do Resultado Financeiro

	2017	2016
Receitas Financeiras		
Rendas de Aplicação Financeira	305,28	424,77
Acréscimo Moratório S/Fatura de Energia	293,44	236,27
Ajuste a Valor Justo do Ativo Financeiro da Permissão	228,04	435,17
Outras Receitas Financeiras	1.110,80	1.031,40
	1.937,56	2.127,61
(-) Despesas Financeiras		
Tarifas Bancárias	321,51	241,26
IOF	43,86	19,13
Juros Sobre Empréstimos e Financiamentos	139,42	-
Compensação Financeira ao Consumidor	73,36	1,85
Outras Despesas Financeiras	235,64	42,89
	813,79	305,13
	1.123,77	1.822,48

29. Demonstração de resultado para efeito de cálculo do IRPJ e CSLL

Contas	Operações com		Tributação Diferida	Total
	Associados	Terceiros		
1 - Receita Operacional Bruta	31.220,87	249,14	3.615,99	35.086,00
2 - Deduções da Receita Bruta	8.360,89	383,42	-	8.744,31
2.1 - Impostos e Contrib. Sobre a Receita	5.964,88	366,28	-	6.331,16
2.2 - Encargos Setoriais	2.396,01	17,14	-	2.413,15
3 - Receita Operacional Líquida (1-2)	22.859,98	-	3.615,99	26.341,69
4 - Custo do Serviço de Energia Elétrica	13.749,05	38,34	3.615,99	17.403,38
5 - (=) Resultado Operacional Bruto (3-4)	9.110,93	-	-	8.938,31
6 - Despesas Operacionais	3.611,94	-	228,04	3.112,88
Despesas com Vendas	44,20	0,32	-	44,52
Despesas Gerais e Administrativas	4.162,36	29,77	-	4.192,13
Despesas Menos Receitas Financeiras	- 594,62	- 301,11	- 228,04	- 1.123,77
7 - Outras Despesas e Receitas Operacionais	621,41	-	-	584,04
8 - Result. Liq. Exerc. Antes Tributação (5-6+7)	4.877,58	135,77	228,04	5.241,39
9 - Tributos Incidentes Sobre o Resultado	-	32,66	77,53	110,19
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	-	20,41	57,01	77,42
Contribuição Social S/Lucro Líquido - CSLL	-	12,25	20,52	32,77
10 - Resultado Líquido do Exercício (8-9)	4.877,58	103,11	150,51	5.131,20
Resultado Líquido do Exercício em 2016	3.032,59	205,83	287,22	3.525,64

30. Informações por Segmento e Atividades de Negócios

30.1. 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.

30.2. Áreas Geográficas - Os segmentos e atividades de negócios de distribuição e comercialização de energia elétrica são desenvolvidos nos municípios de Paulo Lopes, Imbituba, Imaruí e Garopaba, todos no Estado de Santa Catarina.

30.3. Principais Clientes – As receitas provenientes de um cliente do Segmento de Distribuição de Energia Elétrica no exercício social de 2017 chegaram a perfazer um montante de R\$ 578,56 mil, representando cerca de 2,26% do total das receitas da cooperativa.

31. 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 a igualdade de direito entre os associados nas deliberações sociais das 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.

	2017			2016		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Pessoal chave da administração						
Presidência e conselhos	-	14,65	596,99	-	14,13	569,66
Encargos sociais	-	-	114,24	-	-	109,28
	-	14,65	711,23	-	14,13	678,94

32. Seguros

Os seguros são considerados suficientes para cobertura dos riscos envolvidos, abrangendo principalmente a frota de veículos, com cobertura para os respectivos bens e danos a terceiros e a edificação das instalações administrativas, com cobertura para o caso de incêndio, raio e explosão.

33. Outras Informações

33.1. Subvenção CDE – Desconto Tarifário - Valor a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para compensar os descontos aplicados nas tarifas do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, redação dada pela Medida Provisória nº 605 de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao

disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013. Os recursos são oriundos da CDE e homologados pela ANEEL em processo de reajuste anual das distribuidoras. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 27,96 mil reais e de R\$ 43,40 mil reais em 31 de dezembro de 2016.

33.2. Subvenção CDE – Baixa Densidade de Carga

Valor a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para compensar a reduzida densidade de carga do mercado da CERPALO, conforme previsto no parágrafo 2º do art. 3º, da Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Os recursos são oriundos da CDE e homologados pela ANEEL em processo de reajuste anual das distribuidoras. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 275,63.

33.3. Revisão Tarifária - Segundo Ciclo para as Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica - 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.

A CERPALO optou pelo Termo Aditivo aprovado pela REN 704/2016, em 19 de julho de 2016.

Por meio de correspondência de 29 de agosto de 2017, a CERPALO solicitou um valor de Parcela B no total de R\$ 13.250,00 mil.

A receita requerida para o processo da CERPALO, calculado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, para aplicação a partir de 1º de novembro de 2017, resultou em R\$ 24.906.378,52, decorrentes de uma variação frente ao processo anterior de 2,78%, sendo 12.64% relativo a parte econômica e - 9,86% referente aos componentes financeiros pertinentes.

Resultado da Revisão - As tarifas de aplicação da CERPALO, constantes da Resolução Homologatória nº 2.153, de 27 de setembro de 2016, alterada pela Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017, ficaram, em média, reajustadas em 10,00%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Estará em vigor no período de 1º de novembro de 2017 a 29 de setembro de 2018 a tarifa constante das tabelas anexas à Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.340 de 31 de outubro de 2017.

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

33.5. Balanço Social – As informações de natureza social e ambiental, identificadas como balanço social, não fazem parte das demonstrações contábeis e, portanto, não foram auditadas.

33.6. ITG 01 (R1) – Contratos de Concessão – A CERPALO 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.

Paulo Lopes, 31 de dezembro de 2017.

Nilso Pedro Pereira

Presidente

CPF 306.027.429-00

Cristiane Raupp

Contadora – CRC-SC 030199/O-7

CPF 744.003.559-34

AUDICONSLT
AUDICONSLT Auditores S/S

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos
Diretores, Conselheiros e Associados da
COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO
Paulo Lopes - SC

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, 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, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO** em 31 de dezembro de 2017, 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

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras 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 ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, 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.

Responsabilidades da Administração e da Governança pelas Demonstrações Contábeis

A administração da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas Demonstrações Contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como apropriados e necessários para permitir a elaboração de Demonstrações Contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a administração é responsável pela avaliação da capacidade da Entidade continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis.

Os responsáveis pela governança da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO** são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

AUDICONSULT
AUDICONSULT Auditores S/S

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 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 de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Cooperativa.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

São José (SC), 09 de Março de 2018.



Hermenegildo João Vanoni
Sócio Responsável – Contador –CRC-SC 14.874/O-7

AUDICONSULT Auditores S/S
CRC-SC 4.012

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS E N. E. REGULATÓRIAS

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes

CNPJ 85.318.640/0001-05

Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro

Balanco Patrimonial

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	NE	2017	2016
Circulante		11.117,19	8.490,18
Caixa e Equivalentes de Caixa		4.104,08	2.860,23
Consumidores	4	5.104,50	3.733,03
Serviços em Curso		22,74	261,49
Tributos Compensáveis		269,55	364,72
Almoxarifado Operacional		135,16	227,75
Ativos Regulatórios	6	486,32	363,71
Despesas Pagas Antecipadamente		20,60	20,59
Outros Ativos Circulantes		974,24	658,66
Não Circulante		24.145,03	22.456,76
Tributos Compensáveis		150,52	130,96
Investimentos Temporários		25,00	25,06
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão		12,78	11,78
Imobilizado	5	23.956,73	22.288,96
TOTAL DO ATIVO		35.262,22	30.946,94

PASSIVO	NE	2017	2016
Circulante		4.842,08	5.624,51
Fornecedores		1.696,06	1.713,65
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	7	162,60	-
Obrigações Sociais e Trabalhistas		970,10	956,98
Tributos		791,34	700,20
Encargos Setoriais		779,04	723,53
Passivos Regulatórios	6	80,60	1.259,35
Outros Passivos Circulantes		362,34	270,80
Não Circulante		3.208,03	2.723,64
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	7	1.287,21	-
Tributos		-	1.029,35
Obrigações com Associados		2,03	2,03
Obrigações Vinculadas à Concessão	10	1.918,79	1.692,26
Patrimônio Líquido	11	27.212,11	22.598,79
Capital Social		351,83	335,15
Reservas de Capital		284,21	284,21
Outros Resultados Abrangentes		3.212,07	3.684,87
Reservas de Sobras		21.063,65	16.741,25
Sobras a Disposição da Assembleia		2.300,35	1.553,31
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		35.262,22	30.946,94

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

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes
CNPJ 85.318.640/0001-05
Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro
Demonstração do Resultado do Exercício
(Valores expressos em milhares de reais)

	NE	2017	2016
Receita Operacional	12	31.807,97	25.272,63
Fornecimento de Energia Elétrica		5.592,16	2.119,63
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		22.853,89	21.041,71
Ativos e Passivos Regulatórios		1.301,37	598,23
Serviços Cobráveis		165,24	102,40
Doações, Contrib. e Subvenções Vinc. ao Serv. Concedido		858,35	193,68
Outras Receitas Não Vinc. a Concessão do Serv. de Energia		1.036,96	1.216,98
(-) Deduções da Receita Operacional		8.744,30	7.916,78
(-) Tributos Sobre a Receita		6.331,15	5.225,75
ICMS		5.966,37	4.934,41
PIS-PASEP		64,96	51,88
COFINS		299,82	239,46
(-) Encargos do Consumidor		2.413,15	2.691,03
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		-	51,13
Programa de Eficiência Energética - PEE		-	51,13
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		1.428,35	2.022,70
Taxa de Fiscalização de Serv. de Energia Elétrica - TFSEE		53,76	42,87
Outros Encargos - Bandeiras Tarifárias		931,04	523,20
(=) Receita Operacional Líquida		23.063,67	17.355,85
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica		8.728,32	5.913,61
Energia Elétrica Comprada para Revenda		4.617,89	2.340,27
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA		357,71	287,27
Encargos de Transmissão, Conexão e Distribuição		3.752,72	3.286,07
(=) Resultado antes dos custos gerenciáveis		14.335,35	11.442,24
(-) Custos gerenciáveis - Parcela "B"		10.601,78	9.896,63
Pessoal e administradores	14	5.503,11	5.114,95
Material		1.087,75	824,36
Serviços de terceiros		1.120,72	1.164,10
Arrendamentos e aluguéis		8,29	4,00
Seguros		28,67	30,52
Doações, contribuições e subvenções		404,33	437,84
Provisões		44,52	18,27
(-) Recuperação de despesas		(28,11)	(32,95)
Tributos		30,61	25,56
Depreciação e amortização		1.020,10	1.002,26
Outros Custos		197,28	593,55
Outras despesas não vinc. ao serviço de energia elétrica		1.184,51	714,17
(=) Resultado do Serviço		3.733,57	1.545,61
(+) Resultado Financeiro		(895,73)	1.387,32
Despesas Financeiras		813,79	305,13
(-) Receitas Financeiras		(1.709,52)	1.692,45
(=) Resultado Líquido Antes do IRPJ e da CSLL		4.629,30	2.932,93
(-) IRPJ		20,41	24,82
(-) CSLL		12,25	44,93
(=) Resultado Líquido do Exercício		4.596,64	2.863,18

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

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes
CNPJ 85.318.640/0001-05
Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

(Valores expressos em milhares de reais)

Mutações	Capital Social	Reservas de Capital	Outros Resultados	Reservas de Sobras			Sobras ou Perdas Acumuladas	Totais
		Doações e Subvenções Investimento	Abrangentes Reavaliação Patrimonial	Reserva Legal	RATES	Reserva de Manutenção Ampliação e Melhoria		
Saldo em 31/12/2015	319,85	284,21	4.168,35	7.253,68	2.130,22	5.270,04	293,96	19.720,31
<u>Aumento de Capital:</u>								
- Por Integralização de Quotas	15,30	-	-	-	-	-	-	15,30
<u>Destinação do Resultado - AGO</u>								-
- Aumento do Reservas	-	-	-	293,97	-	-	(293,97)	-
<u>Reversão de Reservas</u>								-
- Por Disposição Legal e Estatutária	-	-	(483,48)	-	(232,05)	-	715,53	-
Resultado Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	2.863,18	2.863,18
Destinações Estatutárias	-	-	-	303,26	509,09	1.213,04	(2.025,39)	-
Saldo em 31/12/2016	335,15	284,21	3.684,87	7.850,91	2.407,26	6.483,08	1.553,31	22.598,79
<u>Aumento de Capital:</u>								
- Por Integralização de Quotas	16,68	-	-	-	-	-	-	16,68
<u>Destinação do Resultado - AGO</u>								-
- Aumento do Reservas	-	-	-	1.552,43	-	-	(1.552,43)	-
<u>Reversão de Reservas</u>								-
- Por Disposição Legal e Estatutária	-	-	(472,80)	-	(259,69)	-	732,49	-
Resultado Líquido do Exercício	-	-	-	-	-	-	4.596,64	4.596,64
Destinações Estatutárias	-	-	-	487,76	590,87	1.951,03	(3.029,66)	-
Saldo em 31/12/2017	351,83	284,21	3.212,07	9.891,10	2.738,44	8.434,11	2.300,35	27.212,11

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

Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes
CNPJ 85.318.640/0001-05
Demonstrações Contábeis Regulatórias em 31 de Dezembro
Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
Atividades Operacionais		
Sobra Líquida do Exercício	4.596,64	2.863,18
<u>Despesas (Receitas) que Não Afetam o Caixa:</u>	<u>1.884,92</u>	<u>1.608,27</u>
Depreciação e Amortização	1.092,64	1.063,25
Baixas do Imobilizado	792,28	545,02
Variações no Ativo	(1.402,66)	(758,48)
Consumidores	(1.371,47)	(568,89)
Serviços em Curso	238,75	(32,86)
Tributos Compensáveis	75,61	0,11
Almoxarifado Operacional	92,59	(54,81)
Ativos Regulatórios	(122,61)	(138,62)
Despesas Pagas Antecipadamente	(0,01)	(0,48)
Outros Realizáveis	(315,52)	37,07
Variações no Passivo	(1.747,85)	400,30
Fornecedores	(17,59)	814,28
Obrigações Sociais e Trabalhistas	13,12	116,01
Tributos	(938,21)	(858,45)
Encargos Setoriais	55,51	(562,78)
Passivos Regulatórios	(1.178,75)	645,01
Outros Passivos	91,54	(16,61)
Obrigações Vinculadas à Concessão	226,53	262,84
Total das Atividades Operacionais	3.331,05	4.113,27
Atividades de Investimento		
Participações Societárias – Outras Cooperativas	(1,00)	-
Aplicações no Imobilizado	(3.552,69)	(4.007,30)
Total das Atividades de Investimento	(3.553,69)	(4.007,30)
Atividades de Financiamento		
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.449,81	-
Aumentos de Capital	16,68	15,30
Total das Atividades de Financiamento	1.466,49	15,30
Total dos Efeitos no Caixa	1.243,85	121,27
Saldo Inicial de Caixa	2.860,23	2.738,96
Saldo Final de Caixa	4.104,08	2.860,23
Variação no Caixa	1.243,85	121,27

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

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 CERPALO é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu Contrato de Permissão.

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 cooperativa através de processo de revisão tarifária.

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 CERPALO. 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, no presente relatório exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

3.1 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.

Em 21 de dezembro de 2015, a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a contratada, Cooperativa de Eletricidade de Paulo Lopes - CERPALO, firmou o Segundo Termo

Aditivo ao Contrato de Permissão para Distribuição nº 023/2008-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.

3.2 Imobilizado em serviço: Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação registrado em 31 de março de 2012. 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.

3.3 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.

3.4 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.

3.5 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.

3.6 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 estabelecida pela ANEEL foi registrada em 31 de março de 2012, 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 20 de agosto de 2013.

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

3.8 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 entendendo também não estar sujeita a consolidação de suas demonstrações por se tratar de uma sociedade de pessoas e não de capital, regida por lei própria que a distingue das demais sociedades.

4. Consumidores e Concessionárias e Permissionárias

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES							VALORES RENEGOCIADOS					Total 2017	Total 2016
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDA				Provisão p/ Devedores Duvidosos	RENEGOCIADA A VENCER		RENEGOCIADA VENCIDA		Provisão p/ Devedores Duvidosos		
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Fornecimento de Energia	3.078,20	-	1.320,36	125,66	75,30	633,97	(773,51)	124,83	-	-	-	(4,59)	4.580,22	3.733,03
Residencial	1.140,56	-	430,47	16,15	14,44	102,76	(154,02)	47,20	-	-	-	(2,23)	1.595,33	1.243,57
Industrial	338,20	-	187,20	0,17	0,12	63,58	(64,03)	0,79	-	-	-	-	526,03	488,57
Comercial	746,48	-	349,92	0,67	5,16	63,26	(76,07)	63,90	-	-	-	(1,89)	1.151,43	907,58
Rural	33,22	-	6,57	0,33	-	3,00	(3,23)	8,69	-	-	-	(0,47)	48,11	46,43
Poderes Públicos	20,34	-	0,06	-	-	44,09	(50,06)	-	-	-	-	-	14,43	16,77
Iluminação Pública	126,03	-	238,93	107,22	54,44	353,78	(422,76)	4,25	-	-	-	-	461,89	125,11
Serviço Público	103,17	-	95,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	199,16	140,27
Serviço Taxado	12,60	-	11,22	1,12	1,14	3,50	(3,34)	-	-	-	-	-	26,24	354,52
Fornecimento Não Faturado	557,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	557,60	410,21
Total	3.078,20	-	1.320,36	125,66	75,30	633,97	(773,51)	124,83	-	-	-	(4,59)	4.580,22	3.733,03

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.

Durante o ano de 2017 não houve realização da provisão por esgotamento das alternativas de cobrança e recuperação de valores.

5. IMOBILIZADO

5.1. A composição do imobilizado e suas movimentações é como segue:

Ativo Imobilizado em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferência (C)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acumulada	Obrigações Especiais Líquidas
Distribuição	24.349,34	21,90	(840,72)	2.113,00	-	25.643,52	1.294,18	(7.206,19)	18.437,33	17.861,60	(2.203,79)	285,00	(1.918,79)
Terrenos	48,99	-	-	-	-	48,99	-	-	48,99	48,99	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	76,14	-	-	-	-	76,14	-	(15,17)	60,97	63,73	-	-	-
Máquinas e equipamentos	24.184,57	15,25	(825,86)	2.113,00	-	25.486,96	1.302,39	(7.165,18)	18.321,78	17.739,29	(2.203,79)	285,00	(1.918,79)
Veículos	39,64	6,65	(14,86)	-	-	31,43	(8,21)	(25,84)	5,59	9,59	-	-	-
Administração	1.463,04	-	(0,97)	86,52	-	1.548,59	85,55	(396,83)	1.151,76	1.132,41	-	-	-
Terrenos	285,89	-	-	-	-	285,89	-	-	285,89	285,89	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	646,74	-	-	-	-	646,74	-	(166,44)	480,30	501,85	-	-	-
Máquinas e equipamentos	320,69	-	(0,97)	111,19	-	430,91	110,22	(156,50)	274,41	193,97	-	-	-
Veículos	104,96	-	-	(27,50)	-	77,46	(27,50)	(24,15)	53,31	89,25	-	-	-
Móveis e utensílios	104,76	-	-	2,83	-	107,59	2,83	(49,74)	57,85	61,45	-	-	-
Subtotal	25.812,38	21,90	(841,69)	2.199,52	-	27.192,11	1.379,73	(7.603,02)	19.589,09	18.994,01	(2.203,79)	285,00	(1.918,79)

Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferencia (C)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acumulada	Obrigações Especiais Líquidas
Distribuição	3.095,83	3.614,69	(571,79)	(2.047,26)	-	4.091,47	995,64	-	4.091,47	3.095,83	-	-	-
Máquinas e equipamentos	1.767,64	1.499,92	(0,08)	(223,71)	-	3.043,77	1.276,13	-	3.043,77	1.767,64	-	-	-
Outros	1.328,19	2.114,77	(571,71)	(1.823,55)	-	1.047,70	(280,49)	-	1.047,70	1.328,19	-	-	-
Administração	199,12	229,96	(0,65)	(152,26)	-	276,17	77,05	-	276,17	199,12	-	-	-
Máquinas e equipamentos	-	32,92	(0,65)	(30,50)	-	1,77	1,77	-	1,77	-	-	-	-
Outros	199,12	197,04	-	(121,76)	-	274,40	75,28	-	274,40	199,12	-	-	-
Subtotal	3.294,95	3.844,65	(572,44)	(2.199,52)	-	4.367,64	1.072,69	-	4.367,64	3.294,95	-	-	-
Total do Ativo Imobilizado	29.107,33	3.866,55	(1.414,13)	-	-	31.559,75	2.452,42	(7.603,02)	23.956,73	22.288,96	(2.203,79)	285,00	(1.918,79)

5.2. Composição dos saldos do ativo imobilizado

	2017				2016
	Taxas Anuais médias de depreciação %	Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
Em serviço					
Distribuição		25.643,52	(7.206,17)	18.437,35	17.861,63
Custo histórico	4,02	20.737,94	(6.299,72)	14.438,22	12.672,50
Reavaliação	3,92	4.905,58	(906,45)	3.999,13	5.189,13
Administração		1.548,59	(396,79)	1.151,80	1.132,48
Custo histórico	3,33	3.623,65	(1.040,17)	2.583,48	2.635,86
Reavaliação	4,07	(2.075,06)	643,38	(1.431,68)	(1.503,38)
Em curso	-	4.367,58	-	4.367,58	3.294,85
Distribuição	-	4.091,40	-	4.091,40	3.095,73
Administração	-	276,18	-	276,18	199,12

5.3. A composição do intangível

A Cooperativa não possui aplicações de recurso em ativos intangíveis.

5.4 A composição da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferencia (C)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	24.184,54	2.076,98	(369,13)	-	-	25.892,39	1.707,85
Transformador de Distribuição	4.271,25	467,02	(244,29)	-	-	4.493,98	222,73
Medidor	1.595,71	312,79	(29,00)	-	-	1.879,50	283,79
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	6.326,71	1.112,21	(6,57)	-	-	7.432,35	1.105,64
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	1.729,86	177,52	-	-	-	1.907,38	177,52
Redes Alta Tensão (69 kV)	1.166,67	7,44	-	-	-	1.174,11	7,44
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	7,46	-	-	-	-	7,46	-
Demais Máquinas e Equipamentos	9.086,88	-	(89,27)	-	-	8.997,61	(89,27)
Obrigações Especiais do AIS Bruto	1.512,34	-	-	-	-	1.512,34	-
Outros	1.512,34	-	-	-	-	1.512,34	-
Ultrapassagem de demanda	82,93	-	-	-	-	82,93	-
Outros	1.429,41	-	-	-	-	1.429,41	-

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

Adições do Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Material/ Equipamento	Serviços de Terceiro	Mão de obra própria	Juros Capitalizados	Depreciação/A mortização	Outros Gastos	Total
Máquinas e Equipamentos	1.750,97	144,47	464,12	-	-	37,04	2.396,60
Móveis e Utensílios	2,79	-	-	-	-	-	2,79
Total das Adições	1.753,76	144,47	464,12	-	-	37,04	2.399,39

5.6 Taxas de Depreciação do Ativo Imobilizado

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

	Taxas Anuais de Depreciação
Distribuição	
Barra de capacitores	6,70
Chave de distribuição	6,70
Condutor do sistema	5,00
Estrutura do sistema	5,00
Regulador de tensão	4,80
Transformador	5,00
Administração central	-
Equipamento geral	10,00
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 da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

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

Descrição do Bem	Em R\$ Mil
1 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 16755/17	204,39
2 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 16654/16	74,31
3 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 3395/17	49,62
4 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 22462/17	47,00
5 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 886/17	44,59
6 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 21083/17	35,62
7 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 18993/17	34,98
8 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 9899/17	34,38
9 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 15018/17	32,92
10 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 177/17	32,64

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

Descrição do Bem	Em R\$ Mil
1 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 11897/17	21,19
2 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 12122/17	16,88
3 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 13870/17	16,56
4 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 14060/17	16,56
5 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 14066/17	16,56
6 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 14080/17	16,51
7 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 1136/17	16,04
8 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 12238/17	13,27
9 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 982/17	13,01
10 - Rede de Baixa Tensão Processo nº 8456/17	12,69

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 CERPALO não apurou saldos para compensação de variações de custos da "Parcela A".

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

Ativos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo em 31/12/2016	Adição	Amortização	Remuneração	Transfe-rências	Saldo em 31/12/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
Demais Ativos Financeiros Setoriais	363,71	433,24	(310,63)	-	-	486,32	256,00	230,32	486,32	-
Programas Sociais Governamentais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neutralidade da Parcela A	363,71	433,24	(310,63)	-	-	486,32	256,00	230,32	486,32	-
(-) Provisão p/ Redução ao Valor Recup.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	363,71	433,24	(310,63)	-	-	486,32	256,00	230,32	486,32	-

Passivos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo em 31/12/2016	Adição	Amortização	Remuneração	Transfe-rências	Saldo em 31/12/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
Demais Passivos Financeiros Setoriais	1.259,35	237,02	(1.415,77)	-	-	80,60	80,60	-	80,60	-
Neutralidade da Parcela A	1.016,10	237,02	(1.172,52)	-	-	80,60	80,60	-	80,60	-
Diferimento de Reposição na RTP	243,25	-	(243,25)	-	-	-	-	-	-	-
Total Passivos Financeiros Setoriais	1.259,35	237,02	(1.415,77)	-	-	80,60	80,60	-	80,60	-

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/revisão 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

Financiamento bancário correspondente a contratação de construção de um Bay de Conexão, na tensão 13,8 kV, na sustação de distribuição de energia elétrica da CELESC, no município de Palhoça, e de uma linha de distribuição de energia elétrica trifásica na mesma tensão, com extensão de aproximadamente 14 km, partindo da referida subestação até o município de Paulo Lopes, para atender a demanda de 4 MVA daquele município.

Os recursos foram disponibilizados pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE em março de 2017.

Condições gerais do contrato:

Valor liberado R\$ 1.445,04 mil;

Juros contratados: 5,6% ao ano;

Correção: TJLP

Prazo: 120 meses, incluindo 12 meses de carência, com vencimento final em 15 de novembro de 2026;

Garantias: hipoteca de primeiro grau de terrenos e construções de imóvel situado na comarca de Garopaba - SC.

Posição do contrato:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	1	162	1.287	1.450	Selecionar		Selecionar	Selecionar	
Linha 01- BRDE	1	162	1.287	1.450	Sim	mar-17	Outras	TJLP	5,60%

Data Próximo Pcto Juros	Frequência Pcto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						
						2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
	Selecionar			Selecionar	Selecionar	293	276	258	240	223	548	1.837
15/01/18	Mensal	12/01/18	15/11/26	Mensal	Price	293	276	258	240	223	548	1.837

8. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A CERPALO não apurou diferenças temporárias de imposto de renda e a contribuição social diferido sobre resultados regulatórios.

9. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

A Cooperativa não possui litígios conceitualmente classificados como de materialidade negativa provável que possam resultar em obrigações, motivo pelo qual não contabilizou provisões passivas desta natureza.

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. A composição destas obrigações:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação Taxa Média Anual	Custo Histórico	Correção Monetaria Especial	Reavaliação	Total
Em serviço		1.719,25	-	-	1.719,25
Participação Financeira do Consumidor	4,52	1.604,61	-	-	1.604,61
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	4,40	114,64	-	-	114,64
(-) Amortização Acumulada - AIS		(285,00)	-	-	(285,00)
Participação Financeira do Consumidor	-	(266,07)	-	-	(266,07)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	-	(18,93)	-	-	(18,93)
Outros	-	135,42	-	-	135,42
Ultrapassagem de demanda	-	114,24	-	-	114,24
Outros	-	21,18	-	-	21,18
Total		1.569,67	-	-	1.569,67

10.2. A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (a)	Baixas (b)	Transfências (c)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (a)-(b)+(c)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016
Em serviço	1.515,21	7,05	-	196,99	-	1.719,25	204,04	-	1.719,25	1.515,21
Participação Financeira do Consumidor	1.400,57	7,05	-	196,99	-	1.604,61	204,04	-	1.604,61	1.400,57
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	114,64	-	-	-	-	114,64	-	-	114,64	114,64
(-) Amortização Acumulada - AIS	(212,53)	(72,47)	-	-	-	(285,00)	(72,47)	-	(285,00)	(212,53)
Participação Financeira do Consumidor	(198,65)	(67,42)	-	-	-	(266,07)	(67,42)	-	(266,07)	(198,65)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	(13,88)	(5,05)	-	-	-	(18,93)	(5,05)	-	(18,93)	(13,88)
Total	1.302,68	(65,42)	-	196,99	-	1.434,25	131,57	-	1.434,25	1.302,68

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (a)	Baixas (b)	Transfências (c)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (a)-(b)+(c)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016
Em Curso	290,24	255,87	-	(196,99)	-	349,12	58,88	-	349,12	290,24
Participação Financeira do Consumidor	2,16	13,20	-	(8,36)	-	7,00	4,84	-	7,00	2,16
Valores Pendentes de Recebimento	288,08	242,67	-	(188,63)	-	342,12	54,04	-	342,12	288,08
Outros	99,34	36,08	-	-	-	135,42	36,08	-	135,42	99,34
Ultrapassagem de demanda	84,05	30,19	-	-	-	114,24	30,19	-	114,24	84,05
Outros	15,29	5,89	-	-	-	21,18	5,89	-	21,18	15,29
Total	389,58	291,95	-	(196,99)	-	484,54	94,96	-	484,54	389,58

10.3. As principais adições (pelo critério de valor) de obrigações especiais no exercício foram:

Descrição do Bem	Em R\$ Mil
1 - Rede de Baixa Tensão - Processo 8220	25,00
2 - Rede de Baixa Tensão - Processo 8119	15,58
3 - Rede de Baixa Tensão - Processo 8299	12,75
4 - Rede de Baixa Tensão - Processo 7744	11,40
5 - Rede de Baixa Tensão - Processo 7868	10,05
6 - Rede de Baixa Tensão - Processo 8319	9,60
7 - Rede de Baixa Tensão - Processo 7860	8,00
8 - Rede de Baixa Tensão - Processo 7454	8,00
9 - Rede de Baixa Tensão - Processo 8097	6,00
10 - Rede de Baixa Tensão - Processo 8054	5,60

10.4. As principais baixas (pelo critério de valor) de obrigações especiais no exercício

A Cooperativa não registrou baixa de obrigações especiais no exercício.

11. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

11.1. Capital Social

11.1.1. Composição do Capital Social: O capital social é representado por 351,83 mil quotas partes no valor de R\$ 1,00 cada quota, em 31 de dezembro de 2017. Em 31 de dezembro de 2016 estava representada por 335,15 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 17.282 associados em 31 de dezembro de 2017 – em 2016 eram 16.373 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 10% 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 Ampliações: é constituído estatutariamente por 40% 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.

11.2.4. Reserva de Reavaliação e Ajuste de Avaliação Patrimonial: O saldo do valor da reavaliação espontânea de bens, classificados como máquinas e equipamentos, que compõem a infraestrutura de distribuição de energia elétrica, líquido da depreciação acumulada.

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.

	2017	2016
Resultado do Exercício	4.596,64	2.863,18
Destinações		
RATES	589,99	509,09
Reserva Legal	487,76	303,27
Reserva de Ampliação	1.951,03	1.213,04
	3.028,78	2.025,40
Realização de Reservas		
RATES	259,69	232,05
Reserva de Reavaliação e Ajuste Patrimonial	472,80	483,48
	732,49	715,53
Sobras a Disposição da AGO	2.300,35	1.553,31

11.4. Ajustes de exercícios anteriores

A Cooperativa não identificou a necessidade de ajustes de exercícios anteriores de qualquer natureza.

12. RECEITA OPERACIONAL BRUTA

	Nº de Consumidores		MWh Mil		R\$ Mil	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Receita Bruta						
Fornecimento - Faturado	12.672	11.871	48.956	44.964	28.331,38	23.229,36
Residencial	11.277	10.513	22.118	20.523	13.608,11	10.737,53
Industrial	94	96	7.309	6.137	3.546,73	3.244,88
Comercial	1.058	1.012	12.726	11.930	8.071,47	6.739,35
Rural	169	177	961	886	368,33	344,20
Poder público	60	59	362	345	232,06	186,49
Iluminação pública	3	3	3.228	3.051	1.371,86	1.089,73
Serviço público	11	11	2.252	2.092	1.132,82	887,18
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado	12.672	11.871	-	-	22.853,89	21.041,71
Consumidores Cativos	12.672	11.871	-	-	22.853,89	21.041,71
(-) Transferências	-	-	-	-	(22.886,61)	(21.060,12)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda	-	-	-	-	(32,72)	(18,41)
(-) Trsf p/ TUSD - Consumidores Cativos	-	-	-	-	(22.853,89)	(21.041,71)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado	-	-	-	-	147,39	(49,61)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	-	-	-	-	1.301,37	598,23
Serviços Cobráveis	-	-	-	-	165,24	102,40
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	-	-	858,35	193,68
Total	12.672	11.871	48.956	44.964	30.771,01	24.055,65

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

Nos exercícios de 2017 e 2016 a CERPALO não efetuou operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

14. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2017	2016
Pessoal	4.791,88	4.436,01
Remuneração	3.154,63	2.948,93
Encargos	1.324,55	1.302,04
Despesas rescisórias	93,90	2,12
Outros benefícios - Corrente	167,45	127,37
Outros	51,35	55,55
Administradores	711,23	678,94
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	596,99	571,83
Benefícios dos administradores	114,24	107,11
Total	5.503,11	5.114,95

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

A Cooperativa opera atividade de distribuição de energia elétrica exclusivamente cujo desempenho encontra-se retratado na Demonstração do Resultado do Exercício.

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 Paulo Lopes, Imbituba, Imaruí e Garopaba, todos no Estado de Santa Catarina.

16.3. Principais Clientes – As receitas provenientes de um cliente do Segmento de Distribuição de Energia Elétrica no exercício social de 2017 chegaram a perfazer um montante de R\$ 578,56 mil, representando cerca de 2,26% do total das receitas da cooperativa.

17. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

A Resolução Normativa ANEEL nº 704, 28, de março de 2016, 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, o qual foi assinado em 19 de julho de 2016. A Resolução propôs também uma nova data para a revisão, 30 de setembro de 2016.

17.1 REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

Entre 14 de abril de 2011 e 15 de junho de 2012 a ANEEL submeteu às Audiências Públicas nº 019/2011 e 027/2012 a metodologia e os critérios gerais para o Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (1CRTP-P).

Por fim, a Resolução Normativa nº 537, de 5 de março de 2013, alterada pelas Resoluções Normativas nº 555 de 11 de junho de 2013 e nº 581 de 11 de outubro 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 028/2008, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de permissão da CERPALO, define a data de 28 de setembro de 2012 como a data para ser processada a 1CRTP-P.

Contudo, pela ausência de metodologia, foi editada a Resolução Normativa nº 471, de 20 de dezembro de 2011, onde foram estabelecidos os procedimentos a serem adotados nos processos de revisão tarifária das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, a título provisório, até a publicação das correspondentes metodologias.

Nesse sentido, foi emitida a Nota Técnica nº 355/2012-SRE/ANEEL, de 17 de setembro de 2012, propondo a prorrogação da vigência das tarifas de fornecimento de energia elétrica da CERPALO, constantes na Resolução Homologatória nº 1.210, de 20 de setembro de 2011, até o processamento definitivo da revisão tarifária periódica da CERPALO.

Com o estabelecimento da metodologia do 1CRTP-P em 05 de março de 2013, considerados os aperfeiçoamentos metodológicos determinados na deliberação da Diretoria da ANEEL na 24ª Reunião Ordinária realizada em 02 de julho de 2013, foi processado o 1CRTP-P da CERPALO com data de competência correspondente a 28 de setembro de 2012, homologada pela Resolução Homologatória nº 1.603, de 27 de agosto de 2013.

Por fim, em 28 de março de 2016 a ANEEL, através da 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 fixando também uma nova data para a revisão, 30 de setembro de cada ano.

17.2 REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A Resolução Normativa 704, de 23 de março de 2016, aprovou o Submódulo 8.4 e a revisão dos Submódulos 8.1, 8.2 e 8.3 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária, que definem as regras de reajuste e revisão tarifária das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e minuta de termo aditivo ao contrato de permissão.

Pela nova regra, as permissionárias poderiam optar por assinar novo termo aditivo ao contrato de permissão ficando livres para definirem a Parcela B seguindo a metodologia do PRORET 8.4 ou continuar com tarifas definidas pelo PRORET 8.1. A CERPALO optou por celebrar termo aditivo contratual encerrando-se os ciclos anuais de reajuste.

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)	38.391,43
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.856,08
(4) Bens Totalmente Depreciados	175,91
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	36.359,44
(6) Depreciação Acumulada	7.102,96
(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)	31.288,47
(10) Almoxarifado em Operação	115,17
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.856,08
(13) Terrenos e Servidões	113,92
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	29.661,48
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	4,00%
(18) Quota de Reintegração Regulatória	1.454,38
(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)	1.118,24

A partir do segundo ciclo de revisão e em decorrência da opção pela metodologia PRORET 8.4 os valores referentes a parcela B da tabela acima passaram a serem valores estimados.

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 partir do segundo ciclo de revisão a CERPALO optou pela metodologia PRORET 8.4. Em decorrência desta opção a cooperativa deixa de apresentar a tabela dos valores referentes ao CAIMI que eram calculados e apresentados conforme o PRORET 8.1.

17.5 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS

A partir do segundo ciclo de revisão e em decorrência da opção pela metodologia PRORET 8.4 o valor da parcela B da tarifa da CERPALO passou a ser estabelecido com base em pleito formulado diretamente a ANEEL.

Por meio de correspondência de 29 de agosto de 2017, a CERPALO solicitou um valor de Parcela B no total de R\$ 13.250,00 mil.

17.6. RESUMO DA REVISÃO TARIFÁRIA

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	Varição Projetada %	Impacto na Revisão Tarifária %	Part. na Receita %
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	11.704,55	-	-	-	-	-
1.1. Encargos Setoriais	1.709,99	-	-	-	-	-
TFSEE	60,63	-	-	-	-	-
CDE	1.285,47	-	-	-	-	-
PROINFA	363,89	-	-	-	-	-
P&D (Eficiência Energética)	-	-	-	-	-	-
1.2. Transmissão	4.263,88	-	-	-	-	-
CUSD	4.263,88	-	-	-	-	-
1.3. Compra de Energia	5.730,68	-	-	-	-	-
Contratos Bilaterais	5.730,68	-	-	-	-	-
2. PARCELA B (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5)	13.201,84	-	-	-	-	-
2.1. Custos Operacionais + Anuidades	10.219,65	-	-	-	-	-
2.2. Remuneração	1.229,29	-	-	-	-	-
2.3. Depreciação	1.727,64	-	-	-	-	-
2.4. Receitas Irrecuperáveis	25,26	-	-	-	-	-
3. Reposicionamento Econômico	12,64%	-	-	-	-	-
4. Componentes Financeiros	-9,86%	-	-	-	-	-
5. Reposicionamento com Financeiros	2,78%	-	-	-	-	-
6. Financeiros Retirados do IRT anterior	7,22%	-	-	-	-	-
7. Efeito para Consumidor	10,00%	-	-	-	-	-

A partir do segundo ciclo de revisão e em decorrência da opção pela metodologia PRORET 8.4 os valores referentes a parcela B da tabela acima passaram a serem valores estimados.

17.7. REVISÃO TARIFÁRIA - SEGUNDO CICLO PARA AS PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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.

A CERPALO optou pelo Termo Aditivo aprovado pela REN 704/2016, em 19 de julho de 2016.

Por meio de correspondência de 29 de agosto de 2017, a CERPALO solicitou os valores de Parcela B.

A receita requerida para o processo da CERPALO, calculado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, para aplicação a partir de 1º de novembro de 2017, resultou em R\$ 24.906.378,52, decorrentes de uma variação frente ao processo anterior de 2,78%, sendo 12,64% relativo a parte econômica e menos 9,86% referente aos componentes financeiros pertinentes.

No processo de reajuste tarifário anual de 2016, as tarifas da CERPALO foram, em média, reajustadas em 19,17%, sendo 20,81% relativos ao cálculo econômico e -1,64% aos componentes financeiros pertinentes, conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.959 de 22 de setembro de 2015.

Resultado da Revisão - As tarifas de aplicação da CERPALO, constantes da Resolução Homologatória nº 2.153, de 27 de setembro de 2016, alteradas pela Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017 ficaram, em média, reajustadas em 10,00% (dez por cento), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Estão em vigor, no período de 1º de novembro de 2017 a 29 de setembro de 2018, as tarifas constantes das tabelas anexas à Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.340 de 31 de outubro de 2017.

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:

2017					2016		
ATIVO	NC	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório
Ativo Circulante		11.117,19	-	11.117,19	8.490,18	-	8.490,18
Caixa e Equivalentes de Caixa		4.104,08	-	4.104,08	2.860,23	-	2.860,23
Consumidores	18.1	5.104,50	-	5.104,50	3.733,03	-	3.733,03
Serviços em Curso		22,74	-	22,74	261,49	-	261,49
Tributos Compensáveis		269,55	-	269,55	364,72	-	364,72
Almoxarifado Operacional		135,16	-	135,16	227,75	-	227,75
Ativos regulatórios	18.2	486,32	-	486,32	363,71	-	363,71
Despesas Pagas Antecipadamente		20,60	-	20,60	20,59	-	20,59
Outros Ativos Circulantes		974,24	-	974,24	658,66	-	658,66
Ativo Não Circulante		22.987,03	1.158,00	24.145,03	20.913,19	1.543,57	22.456,76
Tributos Compensáveis		150,52	-	150,52	130,96	-	130,96
Investimentos Temporários		25,00	-	25,00	25,06	-	25,06
Outros Ativos Não Circulantes	18.3	11.093,59	(11.093,59)	-	9.724,49	(9.724,49)	-
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão		12,78	-	12,78	11,78	-	11,78
Imobilizado	18.4	-	23.956,73	23.956,73	-	22.288,96	22.288,96
Intangível	18.5	11.705,14	(11.705,14)	-	11.020,90	(11.020,90)	-
TOTAL DO ATIVO		34.104,22	1.158,00	35.262,22	29.403,37	1.543,57	30.946,94

2017					2016		
PASSIVO	NC	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório
Passivo Circulante		4.842,08	-	4.842,08	5.624,51	-	5.624,51
Fornecedores		1.696,06	-	1.696,06	1.713,65	-	1.713,65
Empréstimos, financiamento e debêntures		162,60	-	162,60	-	-	-
Obrigações Sociais e Trabalhistas		970,10	-	970,10	956,98	-	956,98
Tributos		791,34	-	791,34	700,20	-	700,20
Encargos Setoriais		779,04	-	779,04	723,53	-	723,53
Passivos regulatórios	18.2	80,60	-	80,60	1.259,35	-	1.259,35
Outros Passivos Circulantes		362,34	-	362,34	270,80	-	270,80
Passivo Não Circulante		2.420,84	787,19	3.208,03	2.085,44	638,20	2.723,64
Empréstimos, financiamento e debêntures		1.287,21	-	1.287,21	-	-	-
Tributos		-	-	-	1.029,35	-	1.029,35
Tributos diferidos		1.131,60	(1.131,60)	-	1.054,06	(1.054,06)	-
Passivos regulatórios		-	-	-	-	-	-
Obrigações com Associados		2,03	-	2,03	2,03	-	2,03
Obrigações vinculadas à concessão	18.6	-	1.918,79	1.918,79	-	1.692,26	1.692,26
TOTAL DO PASSIVO		7.262,92	787,19	8.050,11	7.709,95	638,20	8.348,15
Patrimônio Líquido	18.8	26.841,30	370,81	27.212,11	21.693,42	905,37	22.598,79
Capital Social		351,83	-	351,83	335,15	-	335,15
Reserva de Capital		284,21	-	284,21	284,21	-	284,21
Outros resultados abrangentes		644,62	2.567,45	3.212,07	734,26	2.950,61	3.684,87
Reservas de Lucros		2.064,04	(2.064,04)	-	1.913,53	(1.913,53)	-
Reserva de Sobras		21.196,24	(132,60)	21.063,64	16.873,84	(132,59)	16.741,25
Sobras à Disposição da Assembleia		2.300,36	-	2.300,36	1.552,43	0,88	1.553,31
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		34.104,22	1.158,00	35.262,22	29.403,37	1.543,57	30.946,94

	NC	2017			2016		
		Societário	Ajustes CPCs	Regulatório	Societário	Ajustes CPCs	Regulatório
Receita Operacional	18.7	35.423,96	(3.615,99)	31.807,97	28.850,96	(3.578,33)	25.272,63
Fornecimento de Energia Elétrica		5.592,16	-	5.592,16	2.119,63	-	2.119,63
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		22.853,89	-	22.853,89	21.041,71	-	21.041,71
Ativos e Passivos Regulatórios		1.301,37	-	1.301,37	598,23	-	598,23
Serviços Cobráveis		165,24	-	165,24	102,40	-	102,40
Doações, Contrib. Subvenções Vinc. ao Serv. Concedido		858,35	-	858,35	193,68	-	193,68
Receita de Construção		3.615,99	(3.615,99)	-	3.578,33	(3.578,33)	-
Outras Receitas Não Vinc. a Concessão Serv. de Energia		1.036,96	-	1.036,96	1.216,98	-	1.216,98
(-) Deduções da Receita Operacional		8.744,30	-	8.744,30	7.916,78	-	7.916,78
(-) Tributos sobre a Receita		6.331,15	-	6.331,15	5.225,75	-	5.225,75
ICMS		5.966,37	-	5.966,37	4.934,41	-	4.934,41
PIS-PASEP		64,96	-	64,96	51,88	-	51,88
COFINS		299,82	-	299,82	239,46	-	239,46
(-) Encargos do Consumidor		2.413,15	-	2.413,15	2.691,03	-	2.691,03
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		-	-	-	51,13	-	51,13
Programa de Eficiência Energética - PEE		-	-	-	51,13	-	51,13
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		1.428,35	-	1.428,35	2.022,70	-	2.022,70
Taxa de Fiscalização Serv. Energia Elétrica - TFSEE		53,76	-	53,76	42,87	-	42,87
Outros encargos		931,04	-	931,04	523,20	-	523,20
(=) Receita Operacional Líquida		26.679,66	(3.615,99)	23.063,67	20.934,18	(3.578,33)	17.355,85
(-) Custos do Serviço de Energia Elétrica		8.728,32	-	8.728,32	5.913,61	-	5.913,61
Energia Elétrica Comprada para Revenda		4.617,89	-	4.617,89	2.340,27	-	2.340,27
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA		357,71	-	357,71	287,27	-	287,27
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		3.752,72	-	3.752,72	3.286,07	-	3.286,07
(=) Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		17.951,34	(3.615,99)	14.335,35	15.020,57	(3.578,33)	11.442,24
(-) Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		13.833,72	(3.231,94)	10.601,78	13.099,71	(3.203,08)	9.896,63
Pessoal e Administradores		5.503,11	-	5.503,11	5.114,95	-	5.114,95
Material		1.087,75	-	1.087,75	824,36	-	824,36
Serviços de Terceiros		1.120,72	-	1.120,72	1.164,10	-	1.164,10
Arrendamentos e Aluguéis		8,29	-	8,29	4,00	-	4,00
Seguros		28,67	-	28,67	30,52	-	30,52
Doações, Contribuições e Subvenções		404,33	-	404,33	437,84	-	437,84
Provisões		44,52	-	44,52	18,27	-	18,27
(-) Recuperação de Despesas		(28,11)	-	(28,11)	(32,95)	-	(32,95)
Tributos		30,61	-	30,61	25,56	-	25,56
Depreciação e Amortização		898,56	121,54	1.020,10	901,75	100,51	1.002,26
Custo de Construção		3.615,99	(3.615,99)	-	3.578,33	(3.578,33)	-
Outros Custos		197,28	-	197,28	593,55	-	593,55
Outras Despesas Não Vinc. ao Serviço de Energia Elétrica		922,00	262,51	1.184,51	439,43	274,74	714,17
(=) Resultado do Serviço		4.117,62	(384,05)	3.733,57	1.920,86	(375,25)	1.545,61
(+) Resultado Financeiro		(1.123,77)	228,04	(895,73)	(1.822,48)	435,16	(1.387,32)
Despesas Financeiras		813,79	-	813,79	305,13	-	305,13
Receitas Financeiras		(1.937,56)	228,04	(1.709,52)	(2.127,61)	435,16	(1.692,45)
(=) Resultado Antes do IRPJ e da CSLL		5.241,39	(612,09)	4.629,30	3.743,34	(810,41)	2.932,93
CSLL		32,77	(20,52)	12,25	63,98	(39,16)	24,82
IRPJ		77,42	(57,01)	20,41	153,72	(108,79)	44,93
(=) Resultado Líquido do Exercício		5.131,20	(534,56)	4.596,64	3.525,64	(662,46)	2.863,18

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 a reavaliação regulatória.

18.5.2 DEPRECIAÇÃO

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

18.6 OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os ajustes são decorrentes da aplicação da Res. 396/2010, artigo 2, inciso 4º, que estabelece a transferência do saldo da 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)

Não houve remuneração do ativo financeiro nos exercícios contábeis de 2017 e 2016.

18.7.5 IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS (RESULTADO)

Não houve ajustes de imposto de renda e contribuição social diferidos nos exercícios de 2017 e 2016.

18.8. CONCILIAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO SOCIETÁRIO E REGULATÓRIO

	2017	2016
Saldos no início do exercício	26.841,30	21.693,42
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	370,81	905,37
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)	(2.064,04)	(1.913,53)
Reavaliação Regulatória Compulsória	2.567,45	2.950,61
Lucros ou Prejuízos Acumulados	(132,60)	(132,59)
Sobras / Perdas à Disposição da Assembléia	-	0,88
Saldos no fim do exercício	27.212,11	22.598,79

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

	2017	2016
Lucro (prejuízo) líquido conforme contabilidade societária	5.131,20	3.525,66
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(534,56)	(662,46)
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)	(228,04)	(435,16)
Depreciação – Reavaliação Regulatória Compulsória	(121,54)	(100,51)
Anulação Não Operacional	(262,51)	(274,74)
Tributos sobre as Diferenças de Práticas Contábeis	77,53	147,95
Lucro (prejuízo) líquido regulatório	4.596,64	2.863,20

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).

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.

Tributos sobre as Diferenças de Práticas Contábeis: refere-se ao efeito tributário sobre as receitas decorrentes do ajuste a valor justo do ativo financeiro da concessão cuja tributação é estimada em 9% a título de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e de 25% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica.

Paulo Lopes (SC), 31 de dezembro de 2017.

AUDICONSLT
AUDICONSLT Auditores S/S

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

Aos

Srs. Associados e Administradores da

COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO

Paulo Lopes – SC

Opinião

Examinamos as Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCRs, da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela administração com base nas disposições do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE instituído pela Resolução Normativa 605/2014 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as disposições para elaboração de relatórios contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Base para Opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras 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 ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, 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 – Base contábil de Elaboração das Demonstrações Contábeis Regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 02 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis, que foram elaboradas para auxiliar a companhia a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Consequentemente, as demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outros fins. Nossa opinião não está modificada com relação a esse assunto.

Outros Assuntos

A **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, elaborou um conjunto de demonstrações contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado para os cotistas e administradores da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, com data de 09 de março de 2018.

AUDICONSLT
AUDICONSLT Auditores S/S

Responsabilidades da administração e da governança pelas Demonstrações Contábeis Regulatórias

A administração da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES - CERPALO**, é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE instituído pela Resolução Normativa 605/2014 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e pelos controles internos que a administração determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade da Entidade continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis.

Os responsáveis pela governança da **COOPERATIVA DE ELETRICIDADE DE PAULO LOPES – CERPALO**, são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas, não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras 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 de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Cooperativa.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- 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.

AUDICONSULT
AUDICONSULT Auditores S/S

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

São José (SC), 17 de abril de 2018.



Hermenegildo João Vanoni
Sócio Responsável – Contador –CRC-SC 14.874/O-7

AUDICONSULT Auditores S/S
CRC-SC 4.012