

Balanço Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016		Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO CIRCULANTE				PASSIVO CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	138.713	22.801	Fornecedores	16	603.792	441.196
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	550.462	596.461	Obrigações Trabalhistas.....	17	74.318	62.308
Tributos a Recuperar	7	30.916	36.463	Obrigações Fiscais	18	528.352	358.272
Estoques	8	28.303	16.846	Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	19	36.707	33.905
Ativo Financeiro Setorial	10	161.526	-	Provisão para Benefícios a Empregados	20	241.777	94.752
Outros Créditos a Receber.....	9	303.877	168.345	Obrigações da Concessão	21	446.432	368.790
		1.213.797	840.916	Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	22	62.176	70.354
				Outros Passivos	24	232.331	148.277
				Passivo Financeiro Setorial	10	-	303.811
						2.225.886	1.881.665
ATIVO NÃO CIRCULANTE				PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	13.121	10.390	Fornecedores	16	569.467	191.057
Tributos a Recuperar	7	25.701	13.852	Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	19	561.068	426.968
Aplicações Financeiras	5	-	7.782	Provisão para Benefícios a Empregados	20	791.014	965.713
Depósitos Judiciais	11	66.613	85.329	Obrigações Fiscais	18	96.363	275.418
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	469.387	Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	22	135.959	156.954
Bens e Direitos	13	42.457	42.457	Obrigações da Concessão	21	489.495	385.223
Outros Créditos a Receber	9	1.888	1.912	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	23	88.300	18.668
Imobilizado	14	197.458	165.748	Outros Passivos	24	104.961	394.908
Intangível	15	1.707.904	1.822.791			2.836.627	2.814.909
		2.608.238	2.619.648				
				PATRIMÔNIO LÍQUIDO (Passivo a Descoberto)			
				Capital Social	25.1	23.703	23.703
				Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	25.2	84.993	
				Reserva de Incentivos Fiscais	25.3	1.592.060	1.592.060
				Outros Resultados Abrangentes	25.4	(437.417)	(435.484)
				Prejuízos Acumulados		(2.503.817)	(2.416.289)
						(1.240.478)	(1.236.010)
TOTAL DO ATIVO		3.822.035	3.460.564	TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.822.035	3.460.564

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27	3.077.322	2.764.254
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(3.145.947)	(3.051.845)
Custo com Energia Elétrica	28	(2.394.002)	(1.940.157)
Custo de Operação	29	(751.946)	(1.111.688)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		(68.626)	(287.591)
Despesas Operacionais		(271.755)	(267.342)
Outras Receitas	30	333.038	96.340
Outras Despesas	30	(31.450)	(44.553)
RESULTADO DO SERVIÇO		(38.793)	(503.146)
Resultado Financeiro, Líquido	31	(295.203)	(64.656)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(333.997)	(567.802)
Imposto de Renda Diferido	32	181.227	29.870
Contribuição Social Diferida	32	65.241	10.753
RESULTADO DO PERÍODO		(87.529)	(527.179)
Resultado Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	26	(9,04)	(54,46)
Resultado Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	26	(9,04)	(54,46)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 31/12/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 31/12/2016
Prejuízo do Exercício		(87.529)	(527.179)
Outros Resultados Abrangentes		(1.933)	(225.235)
Ganho/Perda Atuarial	20.6	(1.933)	(225.235)
Resultado Abrangente		(89.462)	(752.414)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Capital Social Integralizado	Reserva de Lucro Reserva de Incentivos Fiscais	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
Saldos em 31/12/2015	23.703	1.592.060	-	(1.889.110)	(210.249)	(483.596)
Prejuízo do Exercício				(527.179)		(527.179)
Outros resultados abrangentes						
Ganho/Perda Atuarial					(225.235)	(225.235)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	(225.235)	(225.235)
Saldos em 31/12/2016	23.703	1.592.060	-	(2.416.288)	(435.484)	(1.236.010)
Resultado Exercício	-	-	-	(87.529)	-	(87.529)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital			84.993			84.993
Outros resultados abrangentes						
Ganho/Perda Atuarial	-	-		-	(1.933)	(1.933)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-		-	(1.933)	(1.933)
Saldos em 31/12/2017	23.703	1.592.060	84.993	(2.503.817)	(437.417)	(1.240.478)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	31/12/2017	31/12/2016
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro/Prejuízo do Período	(87.529)	(527.179)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa		
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	7.067	(59.940)
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	122.576	125.018
Constituição de Provisão para Passivos e Outras.....	35.849	197.280
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	86.071	33.494
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(246.467)	(40.623)
Baixas do Ativo Biológico, Ativo Imobilizado e Intangível	63.774	298.989
CAIXA GERADO/APLICADO NAS OPERAÇÕES	(18.660)	27.039
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	(414.807)	(4.140)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.....	(42.803)	(72.321)
Tributos a Recuperar	(6.302)	(19.797)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	7.782	1.969
Estoques	(23.830)	138
Depósitos Judiciais	18.716	4.840
Ativo Financeiro da Concessão	(83.708)	3.192
Outros Créditos a Receber	(123.136)	(35.532)
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	(161.526)	113.371
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	421.306	578.961
Fornecedores	541.006	(63.354)
Obrigações Trabalhistas	12.010	11.509
Obrigações Fiscais	(8.976)	174.497
Provisão para Benefícios a Empregados	(94.625)	(109.627)
Obrigações da Concessão	181.914	327.849
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	-	(112.863)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	69.633	-
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	(303.811)	367.109
Pagamento de Encargos de Dívidas	(16.420)	(18.507)
Outros Passivos	40.574	2.348
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	(12.161)	601.860
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento	(103.173)	(712.421)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	(52.602)	(210.773)
Aquisição de Ativo Intangível	(50.571)	(501.648)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Caixa Líquido Gerado (Aplicado) nas Atividades de Financiamento	231.248	59.401
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	84.993	-
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	170.777	63.525
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos e Encargos.....	(24.523)	(4.124)
DIMINUIÇÃO/AUMENTO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	115.912	(51.160)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	22.801	73.961
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	138.713	22.801

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS			
Venda de Energia e Serviços	27	5.200.603	4.993.550
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	29	(86.071)	(33.494)
Outras Receitas e Despesas		301.588	51.787
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(2.688.895)	(2.551.869)
Material	29	(11.600)	(31.631)
Serviços de Terceiros	29	(97.382)	(112.367)
Custo de Energia Comprada	28	(2.394.002)	(1.940.157)
Outros Custos Operacionais	29	(29.946)	(14.602)
Custo de Construção	29	(118.575)	(372.654)
Outras Despesas Operacionais		(37.391)	(80.458)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		2.727.224	2.459.974
(-) Depreciação e Amortização	29	(9.576)	(23.356)
(-) Amortização do Intangível da Concessão	29	(101.833)	(101.662)
(-) Provisões	29	(65.578)	(67.600)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		2.550.237	2.267.356
(+) Receitas Financeiras	31	372.283	465.634
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		2.922.519	2.732.990
Distribuição do Valor Adicionado			
Pessoal		402.210	468.218
Remuneração Direta		198.793	202.704
Benefícios		53.240	85.995
Plano de Benefícios Previdenciais		117.783	136.402
Compromissos Previdenciais		13.397	13.276
F.G.T.S.		18.996	29.839
Impostos, Taxas e Contribuições		1.928.632	2.252.554
Federais		857.671	944.772
Estaduais		1.070.962	1.307.782
Municipais		-	-
Remuneração de Capitais de Terceiros		679.206	539.399
Despesas Financeiras	31	667.485	530.290
Aluguéis	29	11.721	9.109
Remuneração de Capitais Próprios		(87.529)	(527.179)
Lucro/Prejuízo do Período		(87.529)	(527.179)
TOTAL		2.922.519	2.732.990

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2017
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

1.1. Concessão

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D detém a concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Sul, atendendo em 72 municípios, com cerca de 1,60 milhão de unidades consumidoras cativas, cujo Acordo de Concessão foi firmado em 25 de outubro de 1999 através do Contrato de Concessão nº 081/1999 - ANEEL, alterado pelo 1º Termo Aditivo, 2º Termo Aditivo e 3º Termo Aditivo, de 17 de outubro de 2005, 13 de abril de 2010 e 10 de dezembro de 2014, respectivamente, para distribuição de energia elétrica. O 4º Termo Aditivo de 09 de dezembro de 2015 prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Minas e Energia de 9 de novembro de 2015, fundamentado na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

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

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

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

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

1.1.1. Prorrogação da Concessão

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

De acordo com o Anexo II do referido documento, o critério de eficiência na prestação do serviço de distribuição será monitorado por indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções do serviço. Já os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, de acordo com o Anexo III do referido documento, foram definidos para os primeiros cinco anos a contar do início do ano civil subsequente ao de vigência do 4º Termo Aditivo. As definições e conceitos utilizados nos parâmetros econômicos e financeiros consideram as normas e procedimentos estabelecidos pela Contabilidade Regulatória, de acordo com o conteúdo do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 605, de 11 de março de 2014.

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

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

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

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

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

1.2. Tarifas

O Contrato de Concessão estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de novembro e revisadas a cada 05 (cinco) anos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

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

Parcela A: compreende os custos “não gerenciáveis” das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.

Parcela B: compreendem os custos “gerenciáveis”, que são os custos inerentes às operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Inclui a remuneração do capital, depreciação dos ativos, custos operacionais e outras receitas.

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

A ANEEL estabelece uma tarifa diferente para cada distribuidora em função das peculiaridades de cada concessão. A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o

atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

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

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

1.2.1. Distribuição - Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.361/2017, aprovou os valores do Reajuste Tarifário Anual da CEEE-D. As tarifas de aplicação homologadas estarão vigentes entre 22 de dezembro de 2017 e 21 de novembro de 2018.

O efeito médio do reajuste tarifário para os consumidores da Companhia foi de 30,62%, sendo 29,29% para baixa tensão em média - abaixo de 2,3 kV (Ex.: residenciais) e 33,54% para alta tensão em média – de 2,3 a 230 kV (Ex.: industriais). Esse reajuste pode ser explicado, principalmente, pelo efeito da retirada dos componentes financeiros do processo anterior, contribuindo com 16,38%, seguido da variação de 12,28% na Parcela A, que contribuiu com 9,37% e pelo efeito dos componentes financeiros do processo atual, que apresentou participação de 5,31% no efeito médio ao consumidor. Em contrapartida, a parcela B reduziu sua participação no efeito médio ao consumidor em -0,43%.

O Reajuste Tarifário Anual de 2017, também atualizou o valor da Parcela B da CEEE-D. A Parcela B compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia e se refere a custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. A parcela B foi atualizada de R\$739.971.111,87 para R\$726.595.389,06, uma redução de -1,81%.

1.2.2. Bandeiras Tarifárias

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

Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas faturas; já quando a bandeira passa a ser amarela ou vermelha há uma cobrança adicional proporcional ao consumo. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 o valor acrescido pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00, a cada 100 kWh; a partir de 2 de março, os valores foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50, a cada 100 kWh. Após 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50, a cada 100 kWh. Em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos, ao passo que a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh, conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016.

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

$$PLD_{gatilho} = \min \left[PLD_{max}, \max \left[PLD_{min}, \frac{ValorBandeira}{\left(1 - \frac{GH_{pmo}}{GF_{sazo}} \right)} \right] \right]$$

Sendo:

GH_{pmo}: previsão de geração hidráulica total do MRE, sinalizada pelo Programa Mensal da Operação (PMO);
GF_{sazo}: volume médio de garantia física sazonalizada pelos agentes de geração, segundo os preceitos da Resolução nº 584/2013;

PLD_{max}: PLD máximo definido pela ANEEL;

PLD_{min}: PLD mínimo definido pela ANEEL;

Os valores foram definidos por:

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

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

1.3. Gestão Financeira e Plano de Ajuste Estrutural

O biênio 2015-16 foi marcado pelo desaquecimento da economia brasileira e gaúcha, gerando retração do consumo e produção, indisponibilidade de linhas de financiamento e desemprego. A principal causa da crise foi o esgotamento do modelo de crescimento econômico baseado na expansão do consumo e de crédito abundante. Apesar da adoção de políticas anticíclicas, o Governo viu a recessão avançar ao longo de 2016, com reflexo no risco Brasil, prejudicando e encarecendo o acesso ao capital de terceiros pelas empresas, não sendo diferente para o segmento de energia elétrica.

Afora a questão macroeconômica há que se destacar igualmente o desequilíbrio pelo qual vem passando o próprio setor elétrico, especialmente após os efeitos da MP 579.

Para o enfrentamento desse contexto recessivo e de crise no setor elétrico, foram tomadas medidas de ajuste financeiro desde 2015, as quais buscaram a recuperação da Companhia, combatida por vários anos de resultados negativos.

Podem ser destacadas as seguintes ações tomadas para garantir a melhoria do desempenho econômico-financeiro da CEEE-D:

- a) Comitê de Racionalização de Gastos - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência.
- b) Reprogramação Orçamentária – Busca do estabelecimento de orçamento realista e tempestivo, exigindo que os projetos de investimento tivessem aderência a realidade financeira das empresas. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019.

- c) Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias – Repactuação de débitos junto à Receita Federal do Brasil (PIS/COFINS), Estadual (ICMS) e Eletrobrás (parcelas CDE e Itaipu), permitindo a regularização de débitos. Desde 2015, houve a regularização de débitos na ordem de R\$ 1,6 bilhão.
- d) Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado – PDI - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- e) Equalização dos Custos Judiciais - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalhos combinado entre a área jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.
- f) Novas Captações Financeiras - Apesar de todo o esforço em racionalizar os gastos da empresa, buscando seu equilíbrio, vislumbra-se a captação junto a agentes financeiros públicos ou privados (nacionais ou internacionais), através de operações estruturadas e lastreadas em recebíveis, como é praxe de mercado. Foi criada uma divisão que vem se especializando na negociação com organismos financeiros e bancos privados.
- g) Aceleração do processo de apropriação dos ativos – Esforço cooperativo da área financeira com as áreas fins da distribuição, geração e transmissão, visando à unitização plena das obras já concluídas, possibilitando o retorno regulatório de tais investimentos. O montante relativo às unitizações incluídas neste processo, no biênio 2015-2016, foi de R\$ 684,9 milhões na CEEE-D.
- h) Política financeira de investimentos – Foi concentrado a realização de investimentos em subestações (SE's Dom Feliciano, Morro Redondo, Rincão, Pelotas e Pelotas 5) que entraram no processo de avaliação da base de remuneração de ativos até maio de 2016.
- i) Negociação para pagamento de contas de energia em atraso junto ao Governo do Estado, totalizando no ingresso de caixa de R\$ 24,4 milhões em 26/10/2016.
- j) Gestão junto à ANEEL para exclusão da rubrica dos custos com ex-autárquicos na aferição do EBITDA regulatório da CEEE-D. Isso representa uma desoneração da métrica de cálculo na ordem de R\$ 70 milhões.
- k) Desligamento de pessoal – Foi realizada a adequação da estrutura de pessoal do Grupo CEEE, onde em abril/2016 foram desligados compulsoriamente 124 funcionários na CEEE-D e no caso da CEEE-GT, 57 funcionários, refletindo na redução do custo e despesa operacional da empresa.

A concessão de distribuição merece especial atenção devido ao déficit estrutural da empresa. Em que pese à adoção de esforços na redução dos custos operacionais gerenciáveis, na reprogramação do perfil de endividamento tributário e na busca da melhoria do desempenho da receita operacional, especialmente à luz da 4ª Revisão Tarifária Periódica - RTP da Concessionária, ocorrida em novembro de 2016, a recessão econômica provocou significativa retração da receita de venda de energia.

Observou-se uma queda acentuada no consumo do mercado cativo, saindo de um patamar positivo de 3,6% a.a. em 2014, caindo -5,8% em 2015, -6,9% em 2016 e -4,7% em 2017, na área da distribuidora. Estas sucessivas quedas de consumo do mercado cativo, se deve preponderante à retração da atividade econômica e ao processo de migração de consumidores para o mercado livre.

Adicionalmente, a retração do consumo de energia e o fenômeno da migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da problemática

sobrecontratação de energia. Esta última deve-se aos seguintes fatores: i) a recessão da economia conjugada com a elevação das tarifas de energia elétrica, que provocou acentuada queda no consumo de energia; ii) por sua vez, esses fatores incentivaram a migração de consumidores para o ambiente de contratação livre; iii) adicionalmente, a quantidade recebida em cotas de garantia física à distribuidora foi superior ao montante de reposicionamento (energia correspondente aos contratos em encerramento no ano).

Ainda ao final de 2016, houve a revisão tarifária periódica da CEEE-D relativa ao 4º ciclo, culminando na Resolução Homologatória nº 2.171, de 16 de novembro de 2016, onde as tarifas da Concessionária ficaram reajustadas em -16,28%, correspondente ao efeito tarifário médio a ser percebidos pelos consumidores. Apesar do efeito tarifário negativo, no que tange a parcela B, todo o volume de investimento realizado ao longo do último ciclo passa a elevar em aproximadamente 20% (R\$ 120 milhões) a receita inerente a cobertura dos custos operacionais, anuidades, depreciação e remuneração do capital. Mesmo enfrentando as severas dificuldades, o alto volume de investimentos, conforme apurado na Revisão Tarifária Ordinária, (corte da aferição da base de remuneração pelo Regulador em maio/2016), sempre duas vezes o valor do investimento mínimo QRR.

Merece relevo o fato da CEEE-D, mesmo sem geração de caixa positiva, investir no incremento robusto de sua planta elétrica, aliando política seletiva de uso dos recursos próprios para investimentos e os dos financiamentos obtidos junto ao BID/AFD.

Mesmo com avanços amplamente reconhecidos pelos consumidores e pela ANEEL, a crise do setor elétrico, combinada à recessão econômica e o reajuste tarifário negativo, têm afetado negativamente a geração de caixa da CEEE-D ao longo de 2017.

Parte desta redução explica-se pelo próprio Reposicionamento Tarifário negativo em -16,28%, homologado através da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171, aliado ao impacto da republicação das Tarifas de Energia, através da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017, visando à revisão do Encargo de Energia de Reserva – EER (Angra III), reduzindo as tarifas em (-7,5%) a partir de 1º/04/2017, com efeito médio para o consumidor de - 19,39%.

Do ponto de vista do endividamento, a gestão financeira buscou reestruturar dívidas setoriais e tributárias, aproveitando os programas de renegociação existentes. Em 2016, realizou a adesão ao REFAZ 2015 no plano estadual e obteve os parcelamentos de encargos setoriais de CDE junto à Eletrobras e renegociou a dívida com Itaipu.

Em fevereiro de 2017, novamente, aderiu-se ao REFAZ 2017, sendo renegociados R\$ 245,8 milhões em impostos em atraso.

Já em maio de 2017, houve a adesão ao Programa de Regularização Tributária – PRT, o qual foi disciplinado no plano administrativo pela Instrução Normativa RFB nº 1.687/17 e pela Portaria PGFN nº 152/17. O PRT permite a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL, sendo que a adesão poderá ser feita no máximo até 31 de maio de 2017. O inciso II do artigo 2º da IN RFB nº 1.687/17 permitiu ao contribuinte oferecer o pagamento em espécie de no mínimo 24% da dívida consolidada em 24 prestações mensais e liquidação do restante com a utilização de créditos fiscais de IRPJ/CSLL, sendo que, esses créditos são os existentes em 31 de dezembro de 2015 (conforme artigo 10º da IN RFB nº 1.687/17).

No mês de agosto de 2017, houve a migração do parcelamento firmado nos termos da Lei nº 12.996/14 e do parcelamento ordinário existente, para o Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, nos termos da MP nº 783/2017 e na Instrução Normativa RFB nº 1.711/17. O PERT permite a liquidação de 80% dos débitos federais com créditos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL e restante em 5 prestações mensais.

Com a adesão ao PRT e ao PERT a Distribuidora obteve um ganho de R\$ 322,6 milhões, no entanto, em contrapartida aos benefícios auferidos com os novos programas de parcelamento das dívidas de PIS e COFINS, a CEEE-D terá que manter a adimplências desses impostos sob pena de perder todos os benefícios obtidos com a renegociação dessas dívidas.

1.3.1. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira da Companhia partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. O referido Plano teve suas diretrizes aprovadas pela Diretoria no dia 27 de novembro de 2015, e foi apresentado ao Conselho de Administração em 14 de dezembro de 2015, destacando o cenário recente do setor elétrico nacional e as condições estabelecidas nos termos aditivos aos contratos de concessão das empresas do Grupo CEEE, especialmente os impactos incidentes do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 081-1999 da CEEE-D, contemplando os critérios de eficiência, racionalidade e modicidade tarifária.

A partir desse diagnóstico, o Plano de Ajuste Estrutural estabelece diretrizes, ações e metas, mediante a busca da eficiência da qualidade do serviço prestado, da eficiência da gestão econômico-financeira e da racionalidade operacional e econômica nos termos propostos pelo Decreto nº 8.461/2015 e condicionantes expressas no termo aditivo ao contrato de concessão.

O Plano tem como eixo central o completo alinhamento ao modelo de regulação preconizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com incremento de receita a partir da assertividade dos investimentos e adequação dos custos e despesas operacionais aos limites da tarifa. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste Estrutural foi realizada, especialmente àquelas que se referem às tratativas para a repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a manutenção do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e o Plano de Resultados.

Somam-se, ainda, as ações já em andamento para a reestruturação das dívidas contratuais, buscando-se carências e prazos mais longos de amortizações, invertendo a lógica de endividamento de curto prazo, perseguindo uma redução significativa nas despesas financeiras e a melhoria considerável do desempenho de caixa.

Dentre as ações do Plano de Ajuste, é necessário salientar também aquelas que buscam a redução do custo operacional, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado – PDI, a implantação do novo sistema ERP (Enterprise Resource Planning) que juntos viabilizam a reestruturação organizacional, buscando equilibrar a relação do quanti-qualitativo de pessoal e melhorar a capacidade de atendimento dos serviços, com ganhos de produtividade e redução de despesa de pessoal.

1. 4. Continuidade Operacional

A Companhia apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre os ativos circulantes no encerramento do período no montante de R\$1.240.478 e R\$ 1.012.088 respectivamente.

No intuito de enfrentar tal resultado a Administração da Companhia instituiu o Programa de Ajuste Estrutural (PAE), visando à reestruturação de dívidas, parcelamento de impostos e encargos setoriais, elevação das receitas e redução dos custos e despesas operacionais. Com isso, pretende elevar a geração de caixa de forma a equalizar os ativos e os passivos.

Os resultados desta política e os esforços empreendidos na continuidade operacional estão nitidamente expressos na redução dos custos e despesas operacionais, na repactuação do mútuo existente entre a CEEE-D e a CEEE-GT, havendo quitação parcial do mesmo, ainda no exercício de 2017 e na expressiva melhoria dos indicadores técnicos da Companhia (DEC/FEC).

Em 2017 os enfrentamentos de desafios também se vislumbraram no cenário macroeconômico com a retração do consumo de energia e o fenômeno de migração dos clientes do mercado cativo para o mercado livre, que somados, assolam os resultados econômicos e o caixa das Distribuidoras em face da sobrecontratação de energia.

Estas situações conduzem a reflexos decisivos na geração de caixa operacional no período (EBITDA) e, conseqüentemente, prejudicam os planos de investimentos de expansão e modernização dos serviços concedidos, além de provocar inadimplência com outras obrigações.

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

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

A Companhia possui quatro hortos florestais localizados nos municípios de Alegrete, Candiota, Triunfo e Charqueadas. A produção de postes de madeira preservada é consumida na construção e/ou manutenção de redes elétricas. Em 2012 foi iniciado o processo de discussão pela Companhia sobre a manutenção das atividades florestais que contribuem para a produção de postes. Em 2013 após a conclusão do trabalho, a Administração decidiu pela alienação das florestas, porém até o encerramento do exercício de 2017, permanecem como propriedade da Companhia.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

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

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

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

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

3.1.1. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 22/03/2018.

3.1.2. Base de Mensuração

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

3.1.3. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

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

3.1.4. Apuração do Resultado

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

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

3.1.5. Lucro Líquido por Ação

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

3.2. Uso de Estimativas

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

Ativo e Passivo financeiro setorial

A partir da adoção do IFRS, as variações entre os valores recebidos nas tarifas e os valores efetivamente desembolsados pela Companhia (anteriormente denominados ativos e passivos regulatórios) deixaram de ser diferidos e passaram a ser contabilizados no resultado, o que, na opinião dos Diretores, gera volatilidade nos resultados da Companhia. A partir de 31 de dezembro de 2014 a Companhia passou a registrar os ativos e passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis societárias com base na OCPC 08, que tornou obrigatório o reconhecimento prospectivo de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais pelas distribuidoras de energia elétrica. Com o advento do aditivo dos contratos de concessão (no caso da Companhia, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão em 10 de dezembro de 2014) o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para o reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar. O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de “Parcela A” ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária. Os diretores da Companhia entendem que o reconhecimento destes ativos e passivos financeiros setoriais está adequado aos negócios da Companhia.

Vida útil do ativo intangível

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

Os diretores afirmam que, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015.

Transações e venda de energia elétrica na CCEE

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

Provisões para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão sobre contas a receber que a administração entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Passivos contingentes

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

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego

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

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

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

Ativo Financeiro da Concessão

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Sobre esse ativo a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. É importante ressaltar que este não é um ativo financeiro como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, cujo fluxo de caixa é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório. A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 5 anos, e somente nessa data a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do VNR depreciado. Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Administração atualiza o ativo financeiro mantendo-o a valor justo, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão, ou seja, aplica o IGP-M como fator de atualização do valor justo da Base de Remuneração. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, ou seja, atribui valor ao ativo imobilizado, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela desse ativo imobilizado que não deve estar amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, a qual por sua vez tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL tempestivamente.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo

A Administração da Companhia utiliza como referência os preços de fechamento apurados na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. A Administração da Companhia entende que os métodos utilizados são adequados para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Receita de Fornecimento e uso da rede não faturada

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização. A estimativa da

receita não faturada (os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês) é efetuada mensalmente com a finalidade de adequar o faturamento ao período de competência. Os diretores entendem que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

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

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e Mensuração

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

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

4.1.2. Classificação

A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

- I. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. Estes ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- II. Mensurados ao valor justo por meio do resultado são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Ativos financeiros registrados pelo seu valor justo por meio do resultado são medidos pelo seu valor justo e mudanças no valor justo destes ativos, são reconhecidas no resultado do exercício.
- III. Mantidos até o vencimento são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- IV. Disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima. Os ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, quando aplicável, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

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

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

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

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

4.4. Títulos Disponíveis para Venda

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

4.5. Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

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

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Baseia-se em critérios específicos do setor elétrico no que diz respeito à antiguidade de vencimento das faturas, além de efetuar a análise criteriosa onde contempla fatores como: existência de garantias reais do não recebimento, histórico de inadimplência dos consumidores, parcelamentos de débitos vigentes, devedores em situação de concordata ou análise de valores que estão sob discussão judicial. A provisão é constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

4.7. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (impairment)

4.7.1. Ativos Financeiros

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

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

4.7.2. Ativos Não Financeiros

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

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

4.8. Ajuste a Valor Presente

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

4.9. Estoques

Os materiais em estoque classificado no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles utilizados na prestação dos serviços de construção e melhorias (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo a valor realizável líquido quando este for menor que seu custo de aquisição. Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoque é reconhecida como despesa do período em que a redução ou a perda ocorreram.

4.10. Ativo e Passivo Financeiro Setorial

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

4.11. Subvenção e Assistência Governamental

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

4.12. Bens e Direitos Destinados à Alienação e Propriedades para Investimento

Os bens e direitos destinados à alienação são classificados como *mantidos para venda* caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda. As propriedades para investimentos representam os bens não utilizados no objetivo da Concessão, mantidos para valorização ou renda.

4.13. Contrato de Concessão (Ativo Intangível e Financeiro)

O Contrato de Concessão é reconhecido como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível do contrato de concessão representa o valor dos serviços de construção e melhorias que será recebido através da cobrança dos usuários via tarifa de energia elétrica. O custo dos serviços de construção e melhorias compreende o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura à serviço da concessão no local e condição necessários para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão.

O ativo financeiro refere-se ao valor dos serviços de construção e melhorias realizados e previstos no Contrato de Concessão e que será recebido através de indenização ao final da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão. Até a edição da Medida Provisória Nº 579/2012, convertida na Lei Nº 12.783/2013, o Ativo Financeiro foi reconhecido pelo valor residual dos bens individuais ao final da concessão não amortizado e o valor somente era alterado por meio de adições, baixas e transferências, ao longo do prazo de concessão. A MP Nº 579/2012 trouxe 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 concessão. Consequentemente a Companhia 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 outubro de 2012, através da Nota Técnica ANEEL Nº 371 de 11 de novembro de 2016.

4.14. Imobilizado

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

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

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

4.15. Intangível

Incluem o direito de cobrar os usuários dos serviços pela construção e melhorias realizadas na infraestrutura à serviço da concessão de distribuição de energia elétrica. A amortização reflete as taxas de depreciação regulatória aplicadas aos bens individuais, que é a forma como a Concessionária recupera estes investimentos através da tarifa de energia elétrica e é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais.

A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão é calculada pela taxa de depreciação regulatória dos bens individuais. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. As taxas de depreciação regulatória dos principais bens à serviço da concessão são as seguintes:

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

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

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

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como às doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica, na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante e estão sendo apresentadas como dedução do ativo financeiro e ativo intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras da infraestrutura a serviço da concessão.

4.17. Arrendamento Mercantil

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

4.18. Valor Justo

- I. Ativos intangíveis: são recebidos como remuneração pela prestação de serviços de construção em um contrato de concessão de serviços: é estimado pela referência ao valor justo dos serviços de construção prestados. A Companhia não reconhece nenhuma margem de lucro sobre essas receitas, porque o modelo de concessão: (i) não se destina a gerar lucros a partir da construção de infraestrutura, mas a partir da prestação de serviços, (ii) a forma como a Companhia gerencia as construções baseia-se fortemente em serviços terceirizados e (iii) não há previsão de margens dessas operações nos planos de negócios da Companhia. A Administração assim acredita que os ganhos dessas operações são irrelevantes e, portanto, nenhum valor sobre os custos efetivos foram considerados como uma parte das receitas. Desta forma as receitas e os custos de construção são apresentados nas demonstrações financeiras pelos mesmos montantes.
- II. Outros Ativos e Passivos Financeiros: o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento na data de apresentação das demonstrações financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.
- III. Passivos Financeiros Não Destinados à Negociação: é calculado baseando-se no valor presente do principal e fluxos de caixa futuros, descontados pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras.
- IV. Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos: é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de

serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.

4.19. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

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

4.20. Provisões para Contingências Trabalhistas e Cíveis

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única, a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

4.21. Outros Ativos e Passivos

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

4.22. Imposto de Renda e Contribuição Social

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

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

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

Impostos e contribuições diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias, com base em projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

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

4.23. Provisão para Benefícios a Empregados

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

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

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

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

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

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

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

4.25. Reconhecimento da Receita

4.25.1. Receita de Fornecimento

O reconhecimento da receita de fornecimento dá-se pelo faturamento mensal, conforme quantidades medidas de energia fornecida e preços homologados, com os respectivos impostos que compõem o cálculo do preço da tarifa.

4.25.2. Receita não Faturada

O valor refere-se ao fornecimento de energia elétrica e de uso de rede de distribuição não faturados, calculados em base de estimativas, referente ao período posterior a medição mensal e até o último dia do mês.

4.25.3. Receita de Construção

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

4.25.4. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros. Refere-se também a receita de atualização das Notas do Tesouro Nacional NTN-B's.

4.26. Despesa Financeira

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

4.27. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 34.

4.28. Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes às compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

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

4.29. Demonstração do Resultado

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

4.30. Novas normas e interpretações ainda sem impacto

Novas instruções e pronunciamentos passam a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia não realizou sua adoção no âmbito das demonstrações financeiras aqui apresentadas e não planeja adotá-las de forma antecipada. Entretanto, realizou diagnóstico para identificar o reflexo desta adoção nas suas demonstrações financeiras para o exercício de 2018, sendo abordados no estudo os seguintes instrumentos normativos:

4.30.1 FRS 9 Financial Instruments (CPC 48 Instrumentos Financeiros)

Este normativo traz uma nova abordagem sobre a classificação, reconhecimento, mensuração e provisão para perdas esperadas em ativos e passivos financeiros. Anteriormente, esta abordagem era tratada no CPC38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Mediante avaliação sobre a forma de reconhecimento e provisão para perdas de seus ativos financeiros, a Companhia não encontrou impactos significativos quanto à aplicação do novo pronunciamento técnico e demonstra a seguir o detalhamento desta análise.

1. Da redução ao valor recuperável (impairment) de ativos financeiros e contratuais

O novo pronunciamento traz um modelo de reconhecimento de perdas que toma como base qualquer perspectiva de aumento no risco de crédito em fluxo de caixa esperado desde o seu reconhecimento inicial, deixando para traz o antigo modelo de reconhecimento por perdas incorridas. Este novo modelo estabelece que as perdas serão mensuradas reconhecidas a partir da seguinte análise da administração:

- a) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, sinalização de perdas de crédito que resultam em eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- b) Perdas de crédito esperadas para ao longo da vida do ativo financeiro ou contratual, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

1.1 Ativos financeiros e contratuais

A Companhia, a partir da construção de uma matriz de perdas que considera o histórico de inadimplência, conforme recomenda o Item B5.5.35 do Pronunciamento Técnico CPC 48, entende que não haverá impactos relevantes com a adoção da nova norma em suas demonstrações financeiras, a partir de janeiro de 2018, pelo reconhecimento de perdas dos ativos financeiros e contratuais listados a seguir:

(1) Fornecimento Faturado		Impairment	
Em R\$	2017	Jan./2018	
Provisão registrada pelo CPC38	96.324.058,56	8.740.446,39	
Provisão pelo método do CPC 48	95.578.885,47	11.214.742,46	
Total a registrar	-	745.173,09	2.474.296,07

(2) Fornecimento Não Faturado		Impairment	
Em R\$	2017	Jan./2018	
Provisão registrada pelo CPC38	-		
Provisão pelo método do CPC 48	2.914.870,99	815.071,84	
Total a registrar	2.914.870,99	815.071,84	

(3) Contratos de Compartilhamento de infraestrutura		Impairment	
Em R\$	2017	Jan./2018	
Provisão registrada pelo CPC38	3.499.747,15	1.570.368,40	
Provisão pelo método do CPC 48	1.755.487,98	298.813,57	
Total a registrar	-	1.744.259,17	1.271.554,83

(1+2+3) Reflexo total da adoção do CPC 48	425.438,73	2.017.813,08	
--	-------------------	---------------------	--

As perdas estimadas foram calculadas a partir da experiência real de perda de crédito incorrida no período de dezembro de 2016 a dezembro de 2017. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perdas de forma individual para cada categoria de clientes qualificados nas classes residencial, industrial, comercial, rural, poder público, e iluminação pública. Além disso, também foram avaliadas a carteira de contratos de compartilhamento de infraestrutura e o grupo de contas a receber relacionado ao fornecimento não faturado.

A Companhia também realiza teste de valor recuperável em outros ativos financeiros, como aqueles relacionados ao contrato de concessão, a fim de garantir que o valor apresentado nessa demonstração financeira reflita o seu valor justo, devidamente testado quanto à sua recuperabilidade por meio de um fluxo de caixa descontado a valor presente, estando em linha com as determinações do Pronunciamento Técnico CPC 01.

1.2 Passivos financeiros

O novo pronunciamento técnico CPC 48 também contempla os passivos financeiros, mantendo em grande parte as orientações contidas na norma anterior, IAS 39 / CPC 38, os quais revelam:

Um ativo ou passivo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado deve satisfazer as seguintes condições:

(a) é classificado como mantido para negociação. Um ativo ou passivo financeiro é classificado como mantido para negociação se é:

- (i) adquirido ou originado principalmente com a finalidade de venda ou de recompra no curto prazo;
- (ii) parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que são gerenciados em conjunto e para os quais existe evidência de padrão recente de realização de lucros a curto prazo; ou
- (iii) derivativo (exceto no caso de derivativo que é um contrato de garantia financeira ou instrumento de hedge designado pela entidade e efetivo tratado nos itens 47 a 58).

(b) é designado pela entidade, no reconhecimento inicial, como mensurado ao valor justo por meio do resultado. A entidade pode utilizar essa designação para ativos que contêm derivativos embutidos ou quando a utilização resultar na divulgação de informação contábil mais relevante, em função de:

- (i) eliminar ou reduzir significativamente inconsistências de mensuração ou reconhecimento que ocorreriam em virtude da avaliação de ativos e passivos ou do reconhecimento de seus ganhos e perdas em bases diferentes;
- (ii) o valor justo, para um grupo de ativos financeiros, passivos financeiros ou ambos, ser utilizado como base para gerenciamento e avaliação de performance - conforme estratégia de investimento ou gerenciamento de risco de mercado documentada - e como base para envio de informações para a alta administração. Os investimentos em títulos patrimoniais que não possuem cotação de preço em mercado ativo, e cujo valor justo não pode ser confiavelmente mensurado, não devem ser registrados pelo valor justo por meio do resultado.

A Companhia possui passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado para seus contratos de empréstimos e financiamentos e não contrata operações de hedge para mitigação do risco cambial.

2. Divulgações

O Pronunciamento CPC48 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores, principalmente, em se tratando do reconhecimento dos riscos de crédito esperados nos fluxos de caixa para os ativos contratuais. A Companhia, através de seu diagnóstico de adoção da nova norma, identificou todas as informações necessárias para revelar o impacto esperado para janeiro de 2018, entretanto, continua a realizar aprimoramentos para elevar seu grau de sucesso quanto aos índices das premissas estabelecidas.

3. Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da Norma IFRS 9 / CPC 48, serão reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados e reservas a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

4.30.1 IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Receita de Contratos com Clientes).

A nova Norma IFRS 15 / CPC 47 tem como princípio básico determinar quando uma receita deve ser reconhecida e como deve ser mensurada. Esta nova abordagem traz também a exigência do reconhecimento de receita pelo valor líquido das obrigações de desempenho que a entidade assumi ao longo do contrato. O

CPC 47 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18), Receitas, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e a CPC 30 Interpretação A, Programas de Fidelidade com o Cliente (IFRIC 13).

Este pronunciamento especifica a contabilização de contrato individual com o cliente. Contudo, como expediente prático, a entidade pode aplicar este pronunciamento a uma carteira de contratos (ou de obrigações de desempenho) com características similares, se essa entidade, razoavelmente, esperar que os efeitos sobre as demonstrações contábeis da aplicação deste pronunciamento à carteira não difiram, significativamente, da aplicação deste pronunciamento aos contratos (ou obrigações de desempenho) individuais dentro dessa carteira. Ao contabilizar a carteira, a entidade deve utilizar estimativas e premissas que reflitam o tamanho e a composição da carteira.

4. Fornecimento de energia

O modelo de adoção do IFRS 15/ CPC 47 transpassa por cinco etapas de testes para efetivar o reconhecimento da receita advindas dos contratos. Ao analisar como a receita originada pelo fornecimento de energia se comporta em relação a esses cinco passos, tem-se as seguintes considerações:

- ***Passo 1 – Identificar o contrato com o cliente:*** A Concessionária possui contrato formalizado com todos os seus consumidores (clientes), relativo ao fornecimento de energia elétrica. Além disso, o Órgão Regulador do serviço público de distribuição de energia elétrica, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), emite diversas normatizações que regulamentam esta relação contratual, exemplo disso é a Resolução Normativa Nº 414, de 09 de setembro de 2010.
- ***Passo 2 - Identificar as obrigações de desempenho do contrato:*** Existe uma única obrigação de desempenho, a qual corresponde ao fornecimento da energia elétrica no ponto de entrega da unidade consumidora do cliente. O cliente adquire o controle sobre a energia fornecida, assumindo os riscos e benefícios dela advindos, podendo utilizá-la para quaisquer fins que deseje. Não há “promessas” de obrigações futuras em relação à energia já entregue.
- ***Passo 3 – Determinar o preço da transação:*** É o valor que a Distribuidora espera receber em troca pela transferência da energia. O preço dessa transação é fixo e corresponde ao valor da tarifa homologada pelo Órgão Regulador ANEEL em seus ciclos de reajuste e revisão tarifária.
- ***Passo 4 – Alocar o preço da transação:*** A obrigação de desempenho é única, ou seja, fornecimento da energia elétrica no ponto de entrega da unidade consumidora, sendo o seu preço fixado por meio de tarifa devidamente homologada pela ANEEL.
- ***Passo 5 – Reconhecer a receita quando (ou à medida que) a obrigação de desempenho é satisfeita / alcançada:*** Conforme item 35, letras (a) até (c) do Pronunciamento Técnico CPC 47, a obrigação de desempenho é satisfeita no momento do fornecimento de energia no ponto de entrega da unidade consumidora e o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho dessa. Nessa linha o reconhecimento da receita se dá, portanto, ao longo do tempo do contrato, na medida em que as entregas são efetivamente realizadas.

A Companhia, com base na análise das considerações anteriores, não visualiza qualquer impacto na contabilização da receita proveniente do fornecimento de energia elétrica sob a ótica de adoção do IFRS 15 / CPC 47 – Receita de Contrato com o Cliente, a partir de janeiro de 2018 em suas demonstrações financeiras.

5. Penalidades pelo não atendimento dos indicadores de desempenho

As penalidades decorrentes da performance de atendimento ao serviço de distribuição de energia elétrica estão relacionadas ao não cumprimento dos níveis mínimos dos indicadores de continuidade desse serviço, conforme estabelecido no item 5, seção 8, módulo 8 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema.

Essas penalidades fazem parte do teor do Contrato de Prestação do Serviço Público de Energia Elétrica mantido entre a distribuidora e seu consumidor. O contrato expressa que o consumidor deve receber a energia em sua unidade consumidora nos padrões de tensão, atendendo os índices de continuidade estabelecidos.

Devido possuir caráter de penalidade, estes valores vinham sendo contabilizados como despesa financeira até janeiro de 2015, quando, a ANEEL, em sua revisão do Manual de Contabilidade, orientou sobre a classificação destes valores como Gastos Operacionais.

A Companhia entende que a receita pelo fornecimento de energia é reconhecida quando o bem, energia elétrica, foi efetivamente transferida ao consumidor, o qual já a consumiu e admitiu todos os riscos e benefícios da transferência. Dessa forma, sobre o faturamento da energia elétrica já consumida não caberia qualquer registro de redução de receita advinda do descumprimento dos indicadores de qualidade, uma vez que esses não guardam relação com essa parcela de receita.

Com base nesta avaliação, a Companhia julga não haver impacto em suas demonstrações financeiras com a aplicação da norma IFRS 15/CPC 47 a partir de janeiro de 2018, momento este que marca o início de vigência da norma.

1. Receita pela disponibilidade da rede elétrica

Essa parcela de receita é constituída pelos custos da rede de distribuição, estando cobertos em tarifa homologada pela ANEEL, uma vez que contempla a prestação do serviço ao consumidor final, sejam eles consumidores cativos ou livres.

Ao observar as orientações da IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida e, para isso, utiliza os serviços de transporte das redes de distribuição. Dessa forma, a Companhia entende que não existem obrigações de desempenho futuras ligadas a esse reconhecimento de receita e, dessa forma, não visualiza qualquer impacto pela aplicação da nova norma a partir de janeiro de 2018 em suas demonstrações financeiras.

2. Renda Não Faturada

O valor a receber contabilizado pelo fornecimento de energia inclui os serviços medidos e faturados e também os ainda não faturados, estes últimos contabilizados por estimativa pelo regime de competência, conforme o consumo estimado entre a data da última leitura e o final de cada mês, tendo por base a melhor estimativa das distribuidoras.

No âmbito da aplicação da IFRS 15/ CPC 47, o momento de registro da receita compreende o período no qual ocorre a transferência de bens e de serviços, que passam ao controle do cliente. Neste sentido, o novo modelo estabelece cinco passos para o reconhecimento: (1) Identificação do contrato; (2) identificação das obrigações de desempenho; (3) Determinar o preço da transação; (4) Alocar o preço da transação; e (5) Reconhecer a receita quando (ou à medida que) a obrigação de desempenho é satisfeita / alcançada.

A Companhia avaliou individualmente os critérios para o reconhecimento de receitas contidos na IFRS 15 / CPC 47 e julga não haver impacto em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018 sobre a parcela de receita vinculada ao fornecimento não faturado.

3. Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura

A Companhia avaliou, dentro de seu portfólio de contratos, aqueles relacionados ao compartilhamento de infraestrutura, com o objetivo de identificar possíveis impactos quanto à adoção da norma IFRS 15 / CPC 47.

Os contratos de compartilhamento de infraestrutura possuem como objeto a cedência remunerada de pontos de fixação nos postes de propriedade da concessionária para o fim único e exclusivo de manter equipamentos de propriedade de terceiros, nesse caso a solicitante, destinados à prestação de serviços de comunicação multimídia sem direito à exclusividade.

No âmbito da aplicação da IFRS 15/ CPC 47, os cinco passos para o reconhecimento da receita foram avaliados e a Companhia julga não haver impacto em suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018 sobre a parcela de receita vinculada a esses contratos.

4. Divulgações

O Pronunciamento CPC47 demandará adequações nas novas divulgações, assim como no ambiente de controle interno no que se refere à geração das informações pelos sistemas de informática para mensuração dos valores. A Companhia, através de seu diagnóstico para adoção da nova norma, buscou todas as informações necessárias e concluiu que não há impacto esperado para suas demonstrações financeiras a partir de janeiro de 2018.

5. Transição

Aplicando a dispensa que lhe permite, a Companhia não irá reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros. As diferenças nos saldos contábeis dos ativos contratuais resultantes da adoção da Norma IFRS 15 / CPC 47, caso existissem, seriam reconhecidas nos lucros/prejuízos acumulados a partir de 1º de janeiro de 2018, data de vigência inicial da Norma.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE			
Numerário Disponível		42.057	20.557
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL	33	96.656	2.244
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		<u>138.713</u>	<u>22.801</u>
NÃO CIRCULANTE			
Aplicações Financeiras de Longo Prazo - SIAC/BANRISUL	33	-	7.782
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		<u>-</u>	<u>7.782</u>

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$42.057 (R\$20.557 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata (Equivalentes de Caixa)

O valor de R\$96.656 (R\$2.244 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a Aplicações Financeiras, aplicadas no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

5.3. Aplicações Financeiras de Longo Prazo

O valor de R\$7.782 em 31 de dezembro de 2016 no ativo não circulante refere-se ao principal e à remuneração de valores aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL, instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991 remunerado pela taxa SELIC, sem liquidez imediata, visto que dependem de dotação orçamentária por parte do Governo do Estado do Rio Grande do Sul e aplicações vinculadas a garantias de compra de energia e à captação de empréstimo.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS.

Os saldos compõem-se de:

Nota Explicativa	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE					
Consumidores	261.346	112.540	422.262	796.148	638.002
Suprimento de Energia	151	-	-	151	151
Encargo de Uso da Rede	1.477	-	-	1.477	2.488
Permissonárias	363	-	-	363	1.061
Parcelamentos	29.557	97.374	88.590	215.521	164.004
Energia de Curto Prazo - CCEE	-	-	-	-	29.024
Provisão Créditos Liquidação Duvidosa	-	(88.590)	(374.607)	(463.197)	(238.269)
	292.894	121.324	136.245	550.462	596.461
NÃO CIRCULANTE					
Parcelamentos	13.121	-	-	13.121	10.390
	13.121	-	-	13.121	10.390

6.1. Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
Residencial	171.179	64.494	164.397	400.070	281.278
Industrial	8.573	8.178	42.075	58.826	52.983
Comercial Serviços e Outras Atividades	45.602	25.610	82.214	153.426	137.139
Rural	8.626	4.890	13.540	27.056	23.201
Poder Público	11.213	5.288	26.989	43.490	39.133
Iluminação Pública	6.639	3.886	92.974	103.499	93.567
Serviço Público	9.514	194	73	9.781	10.701
Total	261.346	112.540	422.262	796.148	638.002

6.2. Parcelamentos

O montante de R\$215.521 (R\$164.004 em 31 de dezembro de 2016) no ativo circulante e R\$13.121 (R\$10.390 em 31 de dezembro de 2016) no ativo não circulante refere-se a parcelamentos com consumidores, com prefeituras municipais, com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul e com a FAMURS – Federação das Associações de Municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

6.3. Movimentação da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

	Saldo 31/12/2016	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2017
CONSUMIDORES POR CLASSE				
Residencial	108.743	55.654	(10.795)	153.602
Industrial	5.085	31.443	-	36.528
Comercial Serviços e Outras Atividades	6.608	67.740	-	74.348
Rural	2.219	8.660	-	10.879
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	79.219	14.726	-	93.945
Títulos de Créditos a Receber e Parcelamentos	36.395	57.500	-	93.895
Total	238.269	235.723	(10.795)	463.197

Foram incluídos os valores totais dos créditos junto aos consumidores residenciais que apresentam débitos vencidos há mais de 90 dias; consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias; e consumidores industriais, rurais, poder público e iluminação pública vencidos há mais de 360 dias.

Para títulos de créditos a receber relacionados aos parcelamentos mantidos com seus credores, a Companhia adota a prática conservadora de provisionar como perda o saldo total ainda remanescente para o contrato quando ocorre sinalização de inadimplência maior que 90 dias.

A rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa apresentou impacto, sendo esse, em grande parte, provocado pela migração do saldo de contas a receber ocorrida em 30.11.2016 nativo do sistema legado, o qual mantinha o controle de cliente por saldo, para o novo Sistema de Gestão Comercial, este que mantém o controle fatura por fatura.

Ao longo de 2017, os registros de provisões e reversões de perda foram realizados com impacto no resultado da Companhia, sendo os ajustes decorridos do processo de migração tratados em conta específica na linha de contas a receber, estando, em dezembro de 2017, fazendo parte da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, conforme relatórios de composição de contas a receber extraídos do Sistema de Gestão Comercial.

Importante comentar que a Companhia realizou elaboração de diagnóstico para a adoção das novas práticas contidas nas Normativas IFRS9 e IFRS15, Instrumentos Financeiros e Receita de Contrato com Cliente, assim respectivamente. O estudo demonstrou não haver impacto relevante sobre a rubrica de contas a receber, seja pela nova forma de reconhecimento de receita ou por novos registros de perdas advindas do risco de crédito no fluxo de caixa dos contratos com clientes.

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
ICMS a Compensar	9.187	8.881
IRPJ e CSLL a Compensar	20.466	21.237
PIS e COFINS a Compensar	742	3.274
Outros Créditos a Compensar	521	3.071
Total	30.916	36.463
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar*	25.589	13.756
IRRF a Compensar	49	49
INSS a Compensar	61	46
Outros Créditos a Compensar	2	1
Total	25.701	13.852

*A expectativa de realização dos valores registrados no não circulante é de 04 (quatro) anos conforme dispositivo legal estabelecido na Lei Complementar nº 87/96 que permite a constituição e respectiva fruição deste crédito tributário.

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Estoque de Operação	28.303	16.846
Total	28.303	16.846

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

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Programa RELUZ	9.1 / 33	1.028	1.028
Programa de Eficiência Energética - PEE	9.2	16.644	5.340
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.3	8.601	7.191
Adiantamento a Fornecedores		1.209	-
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4 / 33	5.877	11.262
Adiantamento a Empregados		2.614	5.690
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		9.520	6.880
Cedência de Funcionários	33	34	282
Subvenção CDE - PLT	33	1.833	1.833
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	33	-	19.048
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017	9.5 / 33	207.066	103.855
Serviço Próprio	9.6	23.137	-
Outros Devedores		26.315	5.936
Total		303.877	168.345
NÃO CIRCULANTE			
Títulos de Crédito a Receber		17	17
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.871	1.895
Total		1.888	1.912

9.1. Programa RELUZ

O valor de R\$1.028 (R\$1.028 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – RELUZ, a serem reembolsados pelas Prefeituras, que tem como objetivo promover a modernização e melhoria da eficiência energética do sistema de iluminação pública nos municípios, por meio da substituição dos equipamentos atuais por tecnologias mais eficientes, visando combater o desperdício de energia elétrica.

9.2. Programa de Eficiência Energética – PEE

O valor de R\$16.644 (R\$5.340 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à aplicação dos recursos provenientes dos Programas de Eficiência Energética, que visam demonstrar à sociedade a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica.

9.3. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$8.601 (R\$7.191 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características.

9.4. Subvenção à Receita Baixa Renda – Tarifa Social

O valor de R\$5.877 (R\$11.262 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao resultado gerado entre os aumentos e reduções de receita decorrentes da classificação dos consumidores residenciais na subclasse baixa renda, conforme Resolução Normativa nº 472 de 24 de janeiro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

9.5. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Eletrobras à CEEE-D, no período de competência de dezembro de 2017 a outubro de 2018, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 24).

9.6. Serviço Próprio

O valor de R\$ 23.137 refere-se aos gastos de pessoal, material, serviços de terceiros e outros, relativos aos serviços próprios em curso apurados pelo sistema de Ordem de Serviço – ODS, que serão transferidos na conclusão das ODS para as contas de Gastos Operacionais, nas subcontas adequadas.

10. ATIVO / PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$161.526 (R\$303.812 em 31 de dezembro de 2016) refere-se aos ativos e passivos financeiros decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do ciclo tarifário, e aqueles que são efetivamente pagos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente pagos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente pagos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo reajuste tarifário. Segue abaixo a composição do saldo do ativo financeiro setorial líquido: (Vide nota explicativa nº 1.2)

	Saldos em 31/12/2016	Constituição	Amortização	Atualização Monetária	Saldos em 31/12/2017
CVA Ativa	44.435	827.463	(525.281)	21.158	367.775
Energia Elétrica Comprada	19.339	747.708	(460.201)	16.297	323.143
Transporte Itaipu	1.217	22.755	(10.971)	228	13.229
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	2.147	56.525	(28.908)	1.430	31.194
Quota CDE	7.468	-	(9.657)	2.189	-
Proinfa	14.264	475	(15.544)	1.014	209
Demais Ativos Financeiros Setoriais	18.863	258.544	(125.339)	1.551	153.619
Neutralidade da Parcela A	12.878	71.995	(64.973)	1.551	21.451
Outros Componentes Financeiros	-	154.427	(50.158)	-	104.269
CVA 2016 Amortizar	-	26.773	(4.223)	-	22.550
Quotas de Custeio e Energia - Proinfa	5.985	5.349	(5.985)	-	5.349
Total do Ativo	63.298	1.086.007	(650.620)	22.709	521.394
CVA Passiva	(288.868)	(622.776)	796.696	(23.071)	(138.019)
Energia Elétrica Comprada	(122.033)	(313.533)	451.811	(16.245)	-
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	(63)	-	424	(361)	-
Quota CDE	(91.607)	(28.732)	99.207	4.963	(16.169)
Quota ESS	(75.165)	(280.511)	245.254	(11.428)	(121.850)
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(78.242)	(254.508)	111.758	(857)	(221.849)
Neutralidade da Parcela A	(8.049)	(51.573)	53.440	(857)	(7.039)
Outros Componentes Financeiros	(70.193)	(202.935)	58.318	-	(214.810)
Ultrapassagem Demanda	(3.960)	(8.165)	314	-	(11.811)
Excedente Reativos	(8.229)	(16.172)	-	-	(24.401)
Demais Componentes Financeiros	(58.004)	(178.598)	58.004	-	(178.598)
Total do Passivo	(367.110)	(877.284)	908.454	(23.928)	(359.868)
Ativo/(Passivo) Financeiro Setorial Líquido	(303.812)	208.723	257.834	(1.219)	161.526

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$66.613 (R\$85.329 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a depósitos judiciais de processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando os saldos das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 22).

12. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

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

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão e contemplados na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. Os ativos administrativos e de apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

Com base na análise do Contrato de Concessão, a Administração entende que a indenização devida pelo Poder Concedente ao final da concessão representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, e que a aplicação do modelo “bifurcado” é o que melhor representa o negócio de Distribuição de Energia Elétrica, abrangendo:

- a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão que deve ser classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

- a parcela remanescente à determinação do ativo financeiro a amortizar no período da concessão, que deve ser classificada como ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, pelo consumo de energia pelos consumidores.

A partir da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, a Companhia confirmou o entendimento de que o Valor Novo de Reposição – VNR deverá ser utilizado pelo Poder Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição. O saldo do seu ativo financeiro com base no valor novo de reposição depreciado foi ajustado utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2016 através da Nota Técnica ANEEL nº 371 de 11/11/2016.

Tendo em vista o 4º Termo aditivo do contrato de concessão 081/1999 de 09 de dezembro de 2015 que prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045 e considerando as normas estabelecidas no ICPC 01, foi adotado o procedimento de bifurcação pelo prazo de 360 meses, sendo que os valores a serem depreciados até o término do referido prazo foram apropriados no Ativo Intangível da Concessão e o montante excedente classificado no Ativo Financeiro da Concessão sujeito a posterior indenização.

A movimentação dos bens do Ativo Financeiro da concessão, está demonstrada a seguir:

	Ativo Financeiro 31/12/2017	Ativo Financeiro 31/12/2016
Saldo inicial	469.387	472.579
Adições	118.574	227.441
Atualização	4.522	3.591
Baixas	(7)	-
Transferências	(39.302)	-
Amortização	-	-
Outros	(79)	(234.224)
Saldo final	553.095	469.387

12.1. Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, os bens e instalações utilizados na distribuição e comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/2015 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

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

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

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (outubro de 2008).

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável.

12.3. Valor Recuperável do Ativo da Concessão

Em 31 de dezembro de 2017, o valor dos Ativos Vinculados à Concessão totaliza R\$ 2.195.854 (em 31 de dezembro de 2016 R\$ 2.207.958). Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indicações de que eles estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

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

I) As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

II) As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras.

III) Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária.

IV) O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades.

V) As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens.

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

A Companhia apurou, ao final do exercício, o valor recuperável de seus ativos e concluiu que não existem perdas a serem reconhecidas tendo em vista os seguintes elementos: as ações do Plano de Ajuste Estrutural e os investimentos prudentes que estão sendo realizados de modo a incrementar a Base de Remuneração Regulatória.

13. BENS E DIREITOS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	57.845	57.845
(-) Amortização Acumulada	(15.388)	(15.388)
	<u>42.457</u>	<u>42.457</u>

13.1. Ativo Não Circulante Mantido para Venda

Refere-se ao custo dos terrenos e edificações que se encontram sem utilização e que serão alienados conforme planos da Companhia. Contempla também as florestas de propriedade da Companhia no montante de R\$38.996, que antes eram classificadas como Ativo Biológico, atendendo aos pré-requisitos do CPC 29/IAS 41.

13.2. Bens de Uso Futuro e Bens de Renda

Refere-se a imóveis e bens destinados à futura utilização pela Companhia no serviço concedido e a bens mantidos para obtenção de renda.

14. IMOBILIZADO

	31/12/2015	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2016	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2017
Custo											
Terrenos.....	3.318	-	-	5.264	-	8.582	-	(3.952)	-	-	4.630
Edificações.....	11.638	-	-	50.355	-	61.993	-	(39.968)	-	-	22.025
Máquinas e Equipamentos.....	24.337	-	(154)	42.020	(30)	66.173	-	(3.760)	104	-	62.517
Veículos.....	47.432	-	(76)	420	-	47.776	-	(16)	-	-	47.760
Móveis e Utensílios.....	6.585	-	(43)	113	1	6.656	-	(4)	-	-	6.652
	93.310	-	(273)	98.172	(29)	191.180	-	(47.700)	104	-	143.584
Depreciação											
Edificações.....	(9.938)	(152)	-	(44.137)	-	(54.227)	(413)	33.444	-	-	(21.196)
Máquinas e Equipamentos.....	(19.539)	(2.456)	144	(8.526)	(387)	(30.764)	(5.378)	832	4	-	(35.306)
Veículos.....	(39.719)	(1.098)	86	769	(10)	(39.972)	(1.329)	-	-	-	(41.301)
Móveis e Utensílios.....	(5.233)	(99)	81	119	(35)	(5.167)	(186)	2	-	-	(5.351)
	(74.429)	(3.805)	311	(51.775)	(432)	(130.130)	(7.306)	34.278	4	-	(103.154)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)											
Fora do Escopo da Concessionária.....	190.875	(343.230)	(101.918)	391.510	(120.173)	17.064	-	-	-	-	17.064
Depreciação.....	(162.680)	(20.772)	12.443	56.440	102.424	(12.145)	(163)	-	-	-	(12.308)
	28.195	(364.002)	(89.475)	447.950	(17.749)	4.919	(163)	-	-	-	4.756
Total do Imobilizado em Serviço	47.076	(367.807)	(89.437)	494.285	(18.210)	65.969	(7.469)	(13.423)	108	-	45.185
Total do Imobilizado em Curso	121.600	426.979	6.896	(494.347)	38.651	99.779	52.598	-	(104)	-	152.273
Total do Ativo Imobilizado	168.676	59.172	(82.541)	-	20.441	165.748	45.129	(13.423)	4	-	197.458

O Ativo Imobilizado da Companhia é composto por bens administrativos, veículos e móveis e utensílios, não sendo os mesmos objetos do contrato de concessão e, por consequência, não abrangidos pela aplicação do ICPC 01 / IFRIC 12 (Contratos de Concessão). Estes ativos são adquiridos já fabricados e entram em operação tão logo sejam recebidos pela Companhia, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

O Ativo Imobilizado em Curso no montante de R\$152.273 (R\$99.779 em 31 de dezembro 2016) é composto por valores registrados das obras em andamento e por materiais armazenados que ainda não entraram em operação, os quais perfazem o montante de R\$81.040, que não compõem o escopo do ICPC01/IFRIC12 (Contratos de Concessão).

A alteração das taxas anuais de depreciação estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, reduziu a taxa média de depreciação de 4,13% para 3,75% ao ano.

15. INTANGÍVEL

	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	103.112	3.172.524	3.275.636
Aquisições	11.268	-	11.268
Baixas	(26.289)	(67.270)	(93.559)
Transferência do Ativo Financeiro	-	39.302	39.302
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	88.091	3.144.556	3.232.647
Amortização e perdas por redução do valor recuperável			
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	(18.891)	(1.433.954)	(1.452.845)
Amortização do Período	(5.633)	(109.473)	(115.106)
Baixas	1.578	41.630	43.208
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	(22.946)	(1.501.797)	(1.524.743)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	84.221	1.738.570	1.822.791
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	65.145	1.642.759	1.707.904

Intangível da Concessão

O intangível da concessão é composto pelos valores dos serviços de construção e melhorias da infraestrutura a serviço da concessão, líquidos de amortização, e que serão recebidos pela Companhia através da cobrança dos usuários do serviço na tarifa de energia elétrica.

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Companhia amortiza o ativo intangível de uma forma não linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante da infraestrutura ao alcance da ICPC 01. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro (vide nota explicativa nº 13), pois será recuperado através de indenização.

Softwares

São licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente, por um período de 05 anos.

16. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de Uso da Rede	61.455	23.799
Energia Elétrica Comprada para Revenda	191.427	226.405
PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas.....	67.663	-
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015	42.234	-
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	9.656	-
Materiais e Serviços	96.657	123.222
Energia de Curto Prazo - CCEE	119.016	51.330
Retenção Contratual	15.684	16.440
Total	603.792	441.196
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 02/2015 a 06/2015.....	157.353	191.057
Repactuação de Dívida - Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017	412.114	-
Total	569.467	191.057

16.1. Repactuação de Dívida – PROINFA

O saldo de R\$67.663 em 31 de dezembro de 2017 no Passivo Circulante refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Programa de Incentivos às Fontes de Energia Alternativa celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$ 66.554 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/12/2016 a 10/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização acontece em 12 (doze) meses com início em 30/12/2017, sendo seu vencimento todo dia 30 de cada mês.

16.2. Repactuação de Dívida – Itaipu

16.2.1 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 02/2015 a 30/06/2015

O saldo de R\$42.234 no Passivo Circulante e R\$157.353 no Passivo Não Circulante (R\$191.057 em 31 de dezembro de 2016), refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de US\$57.539 referentes às faturas inadimplidas no período de 20/02/2015 a 30/06/2015 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização ocorre em 60 (sessenta) meses, a contar após o período de carência de 24 (vinte e quatro) meses, nos quais serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

16.2.2 Repactuação de Dívida Itaipu – Período de 11/2016 a 11/2017

O saldo de R\$ 9.656 no passivo circulante e R\$412.114 No Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de US\$125.781, referentes às faturas inadimplidas no período de 20/11/2016 a 20/11/2017 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*. A amortização será realizada com as 12 (doze) parcelas iniciais no valor de US\$ 100 (cem mil dólares americanos) cada e as 48 (quarenta e oito) parcelas restantes no valor de US\$2.595 (dois milhões quinhentos e noventa e cinco mil dólares americanos) cada, tendo início em 30/12/2017, com vencimento no dia 30 de cada mês.

17. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Provisão para Férias, 13 º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	41.181	31.527
Retenções sobre a Folha de Pagamento	33.137	30.781
Total	74.318	62.308

O valor de R\$33.137 (R\$30.781 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

18. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	379.089	106.036
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	-	125
Parcelamento PIS / COFINS	45.067	60.627
Parcelamento ICMS	34.211	104.307
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte	25.926	-
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	217	61
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	3.345	19
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	29.463	71.053
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	6.357	13.937
Outros	4.677	2.107
Total	528.352	358.272
NÃO CIRCULANTE		
Parcelamento PIS / COFINS	29.793	209.129
Parcelamento ICMS	66.570	66.289
Total	96.363	275.418

18.1. Parcelamentos PIS/COFINS – PGFN

O valor de R\$13.635 no passivo circulante e R\$19.316 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, das competências de junho/14 a outubro/14 do PIS e da COFINS em função do inadimplemento das mesmas. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 52.475 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 31 (trinta e uma) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
22/08/2014	Parcelamento Lei nº 12.996/14 - REFIS DA COPA	52.475
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	11.933
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(31.457)
	Saldo a Pagar	32.951
CIRCULANTE		13.635
NÃO CIRCULANTE		19.316
Total		32.951

18.2. Parcelamento PRT – MP nº 766/2017

A Concessionária efetuou, em maio de 2017, o parcelamento das contribuições do PIS e da COFINS vencidas até 30/11/16, nos termos da MP nº 766/2017. O saldo devedor era de R\$ 248.848, sendo repactuado pelo valor de R\$ 59.723, parcelado em 24 (vinte e quatro) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, já tendo sido liquidadas 8 (oito) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
12/05/2017	Parcelamento PRT - MP 766/2017	248.848
12/05/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(189.125)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	2.662
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(20.476)
	Saldo a Pagar	41.909
CIRCULANTE		31.432
NÃO CIRCULANTE		10.477
Total		41.909

O PRT permitiu a liquidação de débitos federais vencidos até 30 de novembro de 2016, oferecendo grande oportunidade ao contribuinte de adimplir entre 80% e 76% da dívida com créditos de prejuízo fiscal e base

negativa da CSLL. No que se refere a estes créditos, a Companhia só conseguiria utilizá-los em caso de lucros tributários futuros, trazendo a possibilidade de amortização atual aos débitos parcelados ou ainda, inadimplidos.

18.3. Parcelamento PERT – MP nº 783/2017

A Concessionária efetuou, em agosto de 2017, a migração do parcelamento firmado nos termos da Lei nº 12.996/14 e do parcelamento ordinário existente, para o Programa Especial de Regularização Tributária – PERT, nos termos da MP nº 783/2017. O saldo devedor dos parcelamentos citados era de R\$ 166.812, o qual foi amortizado com créditos fiscais de prejuízo fiscal do IRPJ e base negativa da CSLL na importância de R\$ 133.450. O saldo devedor remanescente no valor de R\$ 33.362, foi repactuado e parcelado em 5 (cinco) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, sendo que a última parcela foi liquidada no mês de dezembro/17, restando liquidado tal parcelamento.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
16/08/2017	Parcelamento PERT - MP 783/2017	166.812
16/08/2017	Amortização BN CSLL e PJ IRPJ	(133.450)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	519
31/12/2017	Parcelas pagas até 31/12/2017	(33.881)
CIRCULANTE		-
NÃO CIRCULANTE		-
Total		-

18.4. Parcelamento Estadual – ICMS

18.4.1 Parcelamento Estadual – ICMS – Programa “Refaz 2017”

A Concessionária efetuou, em novembro de 2015, parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 52.532/2015 (Programa “Refaz 2015”). A Companhia efetuou, em março de 2017, a repactuação administrativa nos termos do Decreto nº 53.417/2017 (Programa “Refaz 2017”). O saldo devedor era de R\$ 79.461, o qual foi repactuado pelo valor de R\$ 70.735, em 89 (oitenta e nove) prestações mensais e consecutivas, sendo a primeira no valor de R\$ 9.655 e as demais no valor de R\$ 694, corrigidas mensalmente pela taxa SELIC. A Companhia realizou a liquidação de tal parcelamento, antecipadamente, nos meses de outubro/17 e novembro/17, com descontos.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
13/03/2017	Parcelamento ICMS - "Refaz 2017"	79.461
13/03/2017	Desconto - "Refaz 2017"	(8.726)
30/11/2017	Atualização até 30/11/2017	2.499
30/11/2017	Parcelas pagas até 30/11/2017	(73.234)
	Saldo a Pagar	-
CIRCULANTE		-
NÃO CIRCULANTE		-
Total		-

18.4.2 Parcelamentos Ordinários Estaduais – ICMS

A Concessionária, em março de 2017, realizou repactuação de parcelamentos junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS referente aos Autos de Lançamentos ICMS nºs 0037279394, 0038187647, 0038526719 e 0036858099 decorrentes de inadimplência de ICMS corrente, vencidos nas competências agosto/2016, setembro/16, novembro/16 e dezembro/2016. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 108.789 e será pago em 59 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 10 (dez) parcelas.

A tabela a seguir o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	108.789
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	5.265
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(25.121)
	Saldo a Pagar	88.933
CIRCULANTE		22.364
NÃO CIRCULANTE		66.569
Total		88.933

18.4.3 Parcelamentos Ordinários Estaduais – ICMS

A Concessionária, no mês de março de 2017, realizou parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS referente ao Auto de Lançamento ICMS nºs 0038926466 decorrente de inadimplência de ICMS corrente, vencido na competência janeiro/2017. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 66.308 e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 10 (dez) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
23/03/2017	Parcelamento Ordinário ICMS	66.308
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	3.222
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(57.683)
	Saldo a Pagar	11.847
CIRCULANTE		11.847
		11.847

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

19.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

CREDOR	31/12/2017							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRÓBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	92	4.465	15.642	20.199
Consumidores	-	-	-	-	-	5.572	9	5.581
TOTAL MOEDA NACIONAL					92	10.037	15.651	25.780
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	2.876	10.080	269.150	282.107
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	1.948	11.673	276.267	289.888
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					4.825	21.753	545.417	571.995
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					4.917	31.790	561.068	597.775
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					4.917	31.790	561.068	597.775

CREDOR	31/12/2016							
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRÓBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	-	4.121	19.763	23.884
Consumidores	-	-	-	-	-	6.092	9	6.101
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	10.213	19.772	29.985
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	1.117	9.932	188.695	199.744
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	1.143	11.500	218.501	231.144
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					2.260	21.432	407.196	430.888
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					2.260	31.645	426.968	460.873
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					2.260	31.645	426.968	460.873

CÓDIGOS DAS GARANTIAS E/OU FIANÇAS

- 01 - Governo Federal e Governo Estadual
- 02 - Procuração para Acesso em Conta Corrente
- 03 - Penhor de Duplicatas
- 04 - Percentual de Recebíveis da Distribuição

19.1.1. Variação dos Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

A mutação dos empréstimos, financiamentos e Outras Captações são a seguinte:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira		TOTAL
	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	
SalDOS em 01 de Janeiro de 2016.....	4.953	23.893	-	451.071	479.918
Ingressos.....	11.433	-	-	53.862	65.296
Encargos.....	1.353	-	18.705	-	20.058
Variação Monetária.....	-	-	109	(76.415)	(76.306)
Transferências.....	4.121	(4.121)	21.323	(21.323)	-
Taxa Administração.....	501	-	-	-	501
Amortizações e Pagamentos de juros.....	(12.149)	-	(16.444)	-	(28.592)
SalDOS em 31 de Dezembro 2016.....	10.213	19.772	23.692	407.196	460.874
Ingressos.....	4	-	-	151.988	151.992
Encargos.....	1.100	-	16.871	-	17.971
Variação Monetária.....	-	-	393	7.067	7.459
Transferências.....	4.121	(4.121)	20.834	(20.834)	0
Taxa Administração.....	421	-	-	-	421
Amortizações do Principal.....	(3.778)	-	(20.745)	-	(24.523)
Amortizações de Encargos.....	(1.953)	-	(14.468)	-	(16.421)
SalDOS em 31 de Dezembro 2017.....	10.129	15.651	26.577	545.417	597.775

19.2. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD

Em 19 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2700/OC-BR entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$218.015. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$130.557, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 22 de novembro de 2012, no valor de US\$10.175.

Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015, entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$87.458, sendo que a liberação da primeira parcela ocorreu em 04 de dezembro de 2012, no montante de US\$24.383.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 19 de setembro de 2012 e 26 de setembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos, a CEEE-D deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma.

A Companhia encaminhou o seu Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Até 31 de dezembro de 2016 foi liberado o valor de US\$70.572 que corresponde à R\$186.103 referente ao BID e US\$60.945 que corresponde à R\$149.959 referente ao AFD. No ano de 2017 foi liberado o valor de US\$26.513 que corresponde à R\$86.988 referente ao BID e US\$20.000 que corresponde à R\$65.000 referente ao AFD.

19.3. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

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

PRINCIPAL	31/12/2017	31/12/2016
2018	-	27.005
2019	33.334	26.827
2020	32.058	26.209
2021	32.058	27.721
Após 2021	463.618	319.206
	<u>561.068</u>	<u>426.968</u>

19.4. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	31/12/2017	31/12/2016
RGR*	3,34%	4,63%
Dólar US\$.....	96,66%	95,37%
	100,00%	100,00%

*A sigla RGR identifica os contratos financiados com os créditos da Reserva Global de Reversão. Sobre os valores contratados incidem juros de 5% a.a e taxa de administração.

20. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

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

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência a Companhia realiza o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		114	39
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	33	40.806	974
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único		2.361	-
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	33	51.297	9.032
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....		2.530	-
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		144.669	84.707
		241.777	94.752
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Plano Único		42.586	82.922
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único	33	50.252	52.613
Provisão Plano CEEEPREV.....	33	310.881	329.242
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV		53.862	56.393
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		333.432	444.543
		791.014	965.713
Total		1.032.791	1.060.465

20.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada – CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação ELETROCEEE e que ainda não tenha cumprido todos os

requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado será definitivamente aposentado pela Fundação. Desta forma, a Companhia, provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a estas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento destes benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

20.2. Planos de Benefícios CEEEPREV

O CEEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

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

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

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

20.3. Plano Único

O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Este plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Por imposição da Constituição Brasileira, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que “A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador”. Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º, da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício, além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “O resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção contributiva em relação às contribuições normais vigentes no período em que for apurado o resultado, estabelecendo-se os montantes de cobertura atribuíveis aos patrocinadores, de um lado, e aos participantes e assistidos, de outro, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios administrado pela EFPC”, a Companhia, na qualidade de empresa de economia mista patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do

ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado. Nessa esteira, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária, em aderência as manifestações pretéritas exaradas pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul.

Dado esse contexto, a Companhia efetuou consulta formal à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na data de 28 de novembro de 2013, questionando o adequado tratamento contábil e recebeu, por intermédio do Ofício 189/2016/CVM/SEP/GEA-5 da datado de 5 de setembro de 2016, na qual a CVM expressa a posição de que não haveria óbice em relação ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária.

Ainda, conforme conteúdo do Memorando nº 11/2016-CVM/SNC/GNC, de 19 de maio de 2016, a SNC/CVM já expôs que: *“Conclusão: Com base em todo exposto, esta SNC ratifica posicionamento favorável ao procedimento adotado pelas patrocinadoras de reconhecer o déficit atuarial de forma paritária, e que os fundamentos para tal entendimento, conforme já mencionado, são os mesmos devidamente esclarecidos no MEMO SNC/GNC/Nº 001/14. Quanto aos requisitos para o cálculo do déficit atuarial, reafirmamos que eles devem estar de acordo com o estabelecido nas disposições sobre Reconhecimento e Mensuração de Plano de Benefício Definido, contidas no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados.”*

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

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

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

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

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União R\$1,8 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2 (Vide nota explicativa nº 10)

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

20.5. Premissas Utilizadas para o Cálculo do Passivo e das Projeções

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

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	5,30% a.a.	5,34% a.a.	5,12% a.a.	5,39% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.	4,5% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male Agravada em 10%	UP-94 male Agravada em 10%	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	N/A	N/A	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

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

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

20.6. Resultados da Avaliação Atuarial

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

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(1.167.124)	(39)	(529.250)	(1.350.063)	(3.046.476)	(1.006.488)	(34)	(536.401)	(1.066.748)	(2.609.671)
Custo do serviço corrente	(365)	-	-	(8.431)	(8.795)	(624)	-	-	(8.360)	(8.984)
Custo de juros	(117.162)	(4)	(53.010)	(136.796)	(306.972)	(131.557)	(5)	(70.795)	(150.948)	(353.305)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial	(5.438)	(79)	13.324	54.515	62.322	(143.503)	(4)	(15.561)	(213.306)	372.374
Benefícios pagos pelo plano	48.745	7	90.835	1.988	141.576	115.048	4	93.506	89.299	297.858
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(1.241.343)</u>	<u>(114)</u>	<u>(478.100)</u>	<u>(1.438.786)</u>	<u>(3.158.344)</u>	<u>(1.167.124)</u>	<u>(39)</u>	<u>(529.250)</u>	<u>(1.350.063)</u>	<u>(3.046.476)</u>

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(988.865)	-	-	(1.025.646)	(2.014.511)	(896.334)	-	-	(957.631)	(1.853.966)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	<u>(252.478)</u>	<u>(114)</u>	<u>(478.100)</u>	<u>(413.140)</u>	<u>(1.143.833)</u>	<u>(270.790)</u>	<u>(38)</u>	<u>(529.250)</u>	<u>(329.431)</u>	<u>(1.192.510)</u>
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(1.241.344)</u>	<u>(114)</u>	<u>(478.100)</u>	<u>(1.438.786)</u>	<u>(3.158.344)</u>	<u>(1.167.124)</u>	<u>(38)</u>	<u>(529.250)</u>	<u>(1.350.063)</u>	<u>(3.046.476)</u>

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	896.334	-	-	957.631	1.853.965	785.168	-	-	847.313	1.632.481
Retorno esperado dos ativos do plano	99.267	-	-	185.864	285.131	103.155	-	-	120.915	224.069
Ganhos / (perdas) atuariais	92.828	-	-	(40.745)	52.083	81.258	-	-	55.658	136.917
Contribuições do empregador	26.975	7	90.835	31.542	149.361	38.973	4	93.506	20.848	153.332
Contribuições de participantes do plano	4.036	-	-	2.196	6.232	2.828	-	-	2.196	5.024
Benefícios pagos pelo plano	<u>(130.575)</u>	<u>(7)</u>	<u>(90.835)</u>	<u>(110.842)</u>	<u>(332.260)</u>	<u>(115.048)</u>	<u>(4)</u>	<u>(93.506)</u>	<u>(89.299)</u>	<u>(297.858)</u>
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	<u>988.866</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.025.646</u>	<u>2.014.512</u>	<u>896.334</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>957.631</u>	<u>1.853.966</u>

20.6. Resultados da Avaliação Atuarial (continuação)

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	252.478	114	478.100	413.140	1.143.833	270.790	38	529.250	392.431	1.192.510
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	(126.239)	-	-	-	(126.239)	(135.395)	-	-	-	(135.395)
Passivo Atuarial	126.239	114	478.100	413.140	1.017.594	135.395	38	529.250	392.431	1.057.115
Passivo reconhecido na patrocinadora	126.239	114	478.100	413.140	1.017.594	135.395	38	529.250	392.431	1.057.115

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO/ATIVO LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO	2017					2016				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)	(110.660)	(34)	(536.401)	(219.435)	(866.530)
Pagamentos para o plano líquido de administração	48.745	7	90.835	13.428	153.016	38.973	4	93.506	20.848	59.826
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(28.948)	(79)	13.324	13.770	(1.933)	(52.023)	(4)	(15.561)	(157.647)	(225.235)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(10.641)	(4)	(53.010)	(47.907)	(111.562)	(11.685)	(5)	(70.795)	(36.197)	(118.682)
Passivo referente ao Benefício Definido	(126.239)	(114)	(478.101)	(413.140)	(1.017.595)	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)
Parcela referente a Contribuição Definida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Passivo) Ativo reconhecido no final do exercício	(126.239)	(114)	(478.101)	(413.140)	(1.017.595)	(135.395)	(39)	(529.250)	(392.431)	(1.057.115)

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO	2017					2018 - Estimado				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente	182	-	-	8.431	8.613	201	-	-	9.285	9.485
Contribuições dos participantes	(2.302)	-	-	(2.196)	(4.498)	(2.454)	-	-	(2.340)	(4.795)
Custo de juros	58.023	4	53.010	142.662	253.699	55.860	8	53.018	145.786	254.673
Retorno esperado dos ativos dos plano	(45.262)	-	-	(100.990)	(146.252)	(44.499)	-	-	(103.924)	(148.423)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	10.641	4	53.010	47.907	111.562	9.108	8	53.018	48.806	110.940

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES	2016- Real					2016 - Real				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(266.549)	(888)	(101.628)	(66.417)	(435.482)	(214.526)	(884)	(86.067)	91.230	(210.247)
Ganho/(perda) do exercício atual	(28.949)	(79)	13.324	13.770	(1.934)	(52.023)	(4)	(15.561)	(157.647)	(225.235)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício seguinte	(295.498)	(967)	(88.304)	(52.647)	(437.416)	(266.549)	(888)	(101.628)	(66.417)	(435.482)

20.6. Resultados da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2017							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(42.106)	-3,39%	(4)	-3,14%	(10.266)	-2,15%	(59.666)	-4,15%
Redução de 0,5%	44.941	3,61%	4	3,33%	10.712	2,24%	64.415	4,48%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(38.874)	-3,15%	(4)	-3,46%	(23.787)	-4,98%	(28.933)	-2,01%
Aumento da Expectativa em 1 ano	38.832	3,14%	4	3,44%	24.386	5,10%	28.169	1,96%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	793	0,41%	N/A	N/A	N/A	N/A	2.717	2,62%
Redução de 0,5%	(781)	-0,41%	N/A	N/A	N/A	N/A	(2.633)	-2,54%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2017			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	51.013	3	15.435	46.923
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	-	-	-	-
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	(3.916)	-	-	7.869
Experiência da população	(36.221)	76	(28.760)	-
Outras Variáveis	-	-	-	(109.252)
Total das perdas / (ganhos) apuradas no exercício	10.876	79	(13.324)	(54.460)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2017	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,02%	0,02%
Realizável – Gestão Previdencial	9,58%	4,33%
Realizável – Gestão Administrativa	1,25%	3,82%
Títulos Públicos	61,58%	63,71%
Créditos Privados e Depósitos	7,04%	6,78%
Ações	12,15%	11,86%
Fundos de Investimentos	6,06%	5,58%
Investimentos Imobiliários	0,64%	0,58%
Empréstimos e Financiamentos	1,68%	3,32%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

21. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2017	31/12/2016
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	26.796	149.131
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	51.436	4.098
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	135.831	-
CDE Conta ACR	13.835	18.016
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	139.230	128.484
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	74.973	68.185
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	1.525	584
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	762	292
PROCEL	2.045	-
Total	446.432	368.790
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 02/2015 a 07/2015	97.604	148.734
Repactuação de Dívida - CDE - Período de 09/2016 a 11/2017	134.001	-
Recursos PEE	47.127	31.400
Recursos P&D	19.667	12.501
Obrigações Especiais	191.095	192.588
Total	489.495	385.223

21.1. Valores Destinados à Aplicação em Recursos PEE / P&D

O PEE e o P&D são programas de investimentos, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resultam em economias e benefícios diretos para o consumidor, com ações implementadas nas instalações da unidade consumidora.

Aos Programas de Eficiência Energética - PEE e de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida, sendo 0,50% destinados ao P&D e 0,50% ao PEE. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$139.230 referente ao PEE e R\$74.973 referente ao P&D (vide notas explicativas nº 9.2 e nº 9.3).

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

21.2. Conta de Desenvolvimento Energético – Quota da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada através da Lei nº10.438 de 26 de abril de 2002, artigo 13, e alterada pelo artigo 23 da Lei nº12.783 de 11 de janeiro de 2013, é uma conta cuja arrecadação é usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua quota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela Aneel. O valor da quota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.

21.3. Repactuação de Dívida – CDE

21.3.1 Repactuação de Dívida CDE – Período de 02/2015 a 07/2015

O montante de R\$149.040, dividido em R\$51.436 no Passivo Circulante (R\$4.098 em 31 de dezembro de 2016) e R\$97.604 no Passivo Não Circulante (R\$148.734 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é de R\$142.716, referente às faturas inadimplidas no período de 10/02/2015 a 10/07/2015 que somam o montante de R\$215.347, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante de R\$72.631. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis* e a amortização ocorre em 60 (sessenta) meses, sendo que nos 24 (vinte e quatro) primeiros meses serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

21.3.2 Repactuação de Dívida CDE – Período de 09/2016 a 11/2017

O montante de R\$269.832, dividido em R\$135.831 no Passivo Circulante e R\$134.001 no Passivo Não Circulante, refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras. O valor repactuado é R\$278.002, referente às faturas inadimplidas no período de 10/09/2016 a 10/11/2017 que somam o montante de R\$429.023, deste montante foram compensados os valores a receber pertinentes à CDE no montante R\$151.021. As parcelas do saldo devedor são remuneradas mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC *pro rata temporis*, e a amortização se dará com a primeira parcela em 27/11/2017 no valor de R\$10.000 (dez milhões de reais), e as demais 24 (vinte e quatro) parcelas no valor de R\$ 11.167 (onze milhões, cento e sessenta e sete mil) cada, vencendo todo dia 10 (dez) do mês, com o primeiro pagamento em 10/01/2018, sendo o restante do saldo liquidado até 10/12/2019.

22. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista e cível que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, apresenta riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

	31/12/2017				31/12/2016			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	140.937	103.274	3.266	247.477	139.294	107.299	3.098	249.691
Riscos Possíveis	299.150	115.664	6.208	421.022	234.173	119.810	17.361	371.344
Total	440.087	218.938	9.474	668.499	373.467	227.109	20.459	621.035

22.1. Composição dos processos de riscos prováveis

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

31/12/2017				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	33.688	28.488	-	62.176
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	107.249	74.786	3.266	185.301
Subtotal Riscos Prováveis	140.937	103.274	3.266	247.477
(-) Depósitos judiciais	-42.024	(7.260)	(58)	(49.342)
Total não circulante	65.225	67.526	3.208	135.959
Total geral	98.913	96.014	3.208	198.135

31/12/2016				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	35.886	34.468	-	70.354
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	103.408	72.831	3.098	179.337
Subtotal Riscos Prováveis	139.294	107.299	3.098	249.691
(-) Depósitos judiciais	-15.485	(6.836)	(62)	(22.383)
Total não circulante	87.923	65.995	3.036	156.954
Total geral	123.809	100.463	3.036	227.308

22.2. Movimentação da provisão para contingências

Movimentação da Provisão para Contingências				
(-) Montantes Depositados	18.338	6.052	(122)	24.268
(=) Saldo Final Dezembro/2015	117.220	100.286	1.648	219.154
(+) Novos Ingressos	38.565	40.336	1.297	80.198
(-) Pagamentos	(27.272)	(28.299)	(82)	(55.653)
(-) Montantes Revertidos	(22.065)	(34.338)	(313)	(56.716)
(+) Atualização Monetária	18.281	20.805	426	39.512
(+/-) Montantes Depositados	(920)	1.673	60	813
(=) Saldo Final Dezembro/2016	123.809	100.463	3.036	227.308
(+) Novos Ingressos	20.841	26.770	3	47.614
(-) Pagamentos	(18.021)	(32.835)	(54)	(50.910)
(-) Montantes Revertidos	(14.104)	(11.521)	(120)	(25.745)
(+) Atualização Monetária	16.915	13.561	341	30.817
(+/-) Montantes Depositados	(30.527)	(424)	1	(30.950)
(=) Saldo Final Dezembro/2017	98.914	96.014	3.207	198.135

22.3. Natureza das ações

22.3.1. Trabalhistas

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

22.3.2. Cíveis

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão dos valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável pelos seus assessores jurídicos, em uma análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a convênios de devolução, corte/religação de energia, danos morais e materiais, revisão de consumo de energia,

sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação, revisão de contratos e encargo de capacidade emergencial e outras.

22.3.3. Tributárias

A Concessionária possui contenciosos tributários cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível e as principais questões são:

23.3.3.1. Tributos Federais (PIS, COFINS)

Em relação às Contribuições Sociais PIS e COFINS, os contenciosos estão relacionados, em síntese, à eventual recolhimento a menor das referidas contribuições. Esses contingentes perfazem cerca de R\$45.951 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

23.3.3.2. Tributos Estaduais (ICMS)

No que tange ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias – ICMS, os contenciosos estão relacionados, em síntese, à eventual recolhimento a menor do referido tributo. Esses contingentes perfazem cerca de R\$12.100 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

23. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) contabiliza seu passivo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse passivo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro que será devido em período futuro relacionado a diferenças temporárias entre a base fiscal e a base societária da Companhia.

23.1. Passivo Fiscal Diferido

	31/12/2017	31/12/2016
Exclusões Temporárias	371.008	-
Atualização do Ativo Financeiro	-	78.433
Base de Cálculo	371.008	78.433
(-) 30% da Base Negativa de anos anteriores	(111.302)	(23.530)
Base de Cálculo após Compensação	259.706	54.903
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	88.300	18.668

23.2. Estimativa de Liquidação - Passivo Fiscal Diferido

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros:

	31/12/2017	31/12/2016
Exercício de 2018	88.300	1.867
Exercício de 2019	-	1.867
Exercício de 2020	-	1.867
Exercício de 2021	-	1.867
A partir do Exercício de 2022	-	11.200
	88.300	18.668

23.3. Prejuízo Fiscal de IRPJ e Base Negativa de Contribuição Social

Até 31 de dezembro de 2017, a Companhia acumulou prejuízos fiscais de Imposto de Renda e base negativa de Contribuição Social sobre o lucro nos valores de R\$2.950.203 (R\$2.492.195 em 31 de dezembro de 2016) e R\$2.950.203 (R\$2.492.195 em 31 de dezembro de 2016), respectivamente. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação destes prejuízos é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 – Tributo sobre o Lucro descreve as condições para o reconhecimento de ativo fiscal diferido originado de diferenças temporárias, assim como de prejuízos fiscais e base negativa. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovem a realização desse crédito fiscal. A Companhia revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito. O ativo fiscal diferido sobre diferenças temporárias e sobre prejuízos fiscais e base negativa não está reconhecido, na medida em que as condições para o seu registro não estão asseguradas. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2017, R\$1.267.409 (R\$1.090.058 de 31 de dezembro de 2016).

24. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Encargo de Capacidade Emergencial		1.551	1.551
Contribuição para Custeio Serviço de Iluminação Pública - CIP		9.836	5.964
Consumidores	24.1	13.686	15.032
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016		-	86.546
Conta Gráfica	33	5.548	9.318
Parcelamento AGERGS - Auto Infração		-	3.738
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.361/2017 (nota explicativa nº 9.5)...		180.374	-
Provisão de Valores não Faturados		9.508	9.508
Outros Credores		11.828	16.620
Total		232.331	148.277
NÃO CIRCULANTE			
Provisão Auto de Infração	24.2	16.285	20.228
Comercialização de Energia na CCEE.....	24.3	16.487	16.576
Mútuo CEEE-GT	24.4	70.959	355.276
Outros Credores		1.230	2.829
Total		104.961	394.909

24.1. Consumidores

O valor de R\$13.686 (R\$15.032 em 31 de dezembro de 2016) refere-se aos créditos devido ao consumidor relativo a pagamento em duplicidade ou faturamento a maior.

24.2. Provisão Auto de Infração

O valor de R\$16.285 (R\$20.228 em 31 de dezembro de 2016) no passivo não circulante refere-se a Autos de Infração que têm por objeto a aplicação de penalidades quanto a não conformidade dos índices de qualidade de atendimento e quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica e demora no restabelecimento do atendimento.

24.3. Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$16.487 (R\$16.576 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

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

24.4. Mútuo CEEE-GT

Em 21 de maio de 2014, através do Despacho nº 1.585, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu a operação de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT

(mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) meses. O Contrato de Mútuo entre as partes foi celebrado em 29 de maio de 2014.

Em 11 de dezembro 2017, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato alterando o valor para R\$300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração de sua Cláusula Primeira. Através do Despacho 1.384 de 25 de maio de 2016, a ANEEL anuiu o contrato de mútuo com prazo de vigência de até 24 (vinte e quatro) meses, para refinanciamento do mútuo anterior, no montante de R\$335.212 (trezentos e trinta e cinco milhões duzentos e doze mil).

Em 28 de setembro de 2017, através do Despacho 3.331, a ANEEL anuiu a celebração de Termo de Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo com a transferência de propriedade da fração ideal de 73,45% do imóvel onde está localizado o Centro Administrativo Engenheiro Noé de Melo Freitas, CAENMF, pertencente a CEEE D, permitindo amortizar R\$293.869 (duzentos e noventa e três milhões, oitocentos e sessenta e nove mil reais) do Contrato de Mútuo. O referido Termo de Dação em Pagamento foi assinado em 23 de outubro de 2017.

O saldo do contrato de Mútuo corrigido mensalmente pela CDI, perfaz o montante de R\$70.959.

Data do Evento	Histórico	Valor
25/05/2016	Contrato Repactuado	335.212
31/12/2017	Parcelas Pagas até 31/12/2017	(315.408)
31/12/2017	Atualização até 31/12/2017	51.155
	Saldo a Pagar	70.959
NÃO CIRCULANTE		70.959
Total		70.959

25. PASSIVO A DESCOBERTO

25.1. Capital Social

O capital social é representado por 9.680.746 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 9.516.732 ações ordinárias e 164.014 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Companhia no montante de R\$23.703, com a seguinte composição:

	31/12/2017						31/12/2016	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	6.380.821	67,05	1.087	0,66	6.381.908	65,92	6.381.908	65,92
ELETROBRÁS	3.067.033	32,23	87.638	53,43	3.154.671	32,59	3.154.671	32,59
Ações Pulverizadas (Bolsa)	34.924	0,36	22.964	14,00	57.888	0,61	83.731	0,87
Demais Acionistas	33.954	0,36	52.325	31,90	86.279	0,89	60.436	0,62
	9.516.732	100,00	164.014	100,00	9.680.746	100,00	9.680.746	100,00

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

25.2. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

	31/12/2017	31/12/2016
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	84.993	-
	84.993	-

Conforme Ata nº 123 do Conselho de Administração da CEEE-PAR, foi autorizado adiantamento para futuro aumento de capital mediante aporte de recursos disponíveis no valor de R\$ 84.993. Estes recursos são destinados e vinculados à integralização de capital na CEEE-D.

25.3. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6404/76, no valor de R\$1.592.060 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 no montante de R\$1.730.530, e posteriormente transferida para Reserva de Incentivos Fiscais até o limite do lucro líquido do exercício.

Considerando que a reserva constituída é inferior às subvenções registradas nos resultados dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 nos montantes de R\$67.334, R\$16.092 e R\$138.470, respectivamente, a mesma deverá ser complementada a partir dos resultados futuros até o montante de R\$1.813.957, conforme determina o § 3º do art. 18 da Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009.

25.4. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Perda Atuarial	(437.417)	(435.484)
	<u>(437.417)</u>	<u>(435.484)</u>

26. RESULTADO POR AÇÃO

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

Os saldos compõem-se de:

26.1. Básico

	31/12/2017		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(86.046)	(1.483)	(87.529)
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>(9,04)</u>	<u>(9,04)</u>	<u>(9,04)</u>
	31/12/2016		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(518.247)	(8.932)	(527.179)
Denominador Básico			
Média das Ações	9.516.732	164.014	9.680.746
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>(54,46)</u>	<u>(54,46)</u>	<u>(54,46)</u>

26.2. Diluído

	31/12/2017	31/12/2016
Numerador Diluído		
Prejuízo Líquido para as ações ordinárias.....	(86.046)	(518.247)
Prejuízo Líquido para as ações preferenciais.....	(1.483)	(8.932)
	<u>(87.529)</u>	<u>(527.179)</u>
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	9.516.732	9.516.732
Ações Preferenciais	164.014	164.014
	<u>9.680.746</u>	<u>9.680.746</u>
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	<u>(9,04)</u>	<u>(54,46)</u>

27. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	31/12/2017	31/12/2016
Receita Bruta		
Fornecimento de Energia Elétrica	3.902.505	3.654.261
Passivo/Ativo Financeiro Setorial	378.982	(371.726)
Renda Não Faturada	141.392	133.741
Suprimento de Energia Elétrica	2.313	14.299
Disponibilização do Sistema de Distribuição	166.715	1.038.141
Energia Elétrica de Curto Prazo	345.657	1.628
Receita de Construção	118.575	372.654
Remuneração do Ativo Financeiro	4.524	3.615
Outras Receitas Operacionais	139.940	146.937
	<u>5.200.603</u>	<u>4.993.550</u>
Deduções da Receita		
ICMS	(1.070.962)	(1.307.782)
PASEP e COFINS	(459.129)	(242.624)
Outros Encargos	(86.570)	(86.994)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(29.966)	(24.952)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(473.581)	(564.474)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSE	(3.074)	(2.470)
	<u>(2.123.283)</u>	<u>(2.229.296)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>3.077.322</u>	<u>2.764.254</u>

O valor incluído no Fornecimento de Energia Elétrica de R\$133.741 (R\$141.392 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao fornecimento de energia elétrica e de uso de rede de distribuição não faturados, calculados em base de estimativas, referente ao período posterior a medição mensal e até o último dia do mês.

27.1. Fornecimento de Energia Elétrica e Disponibilização do Sistema de Distribuição

Os saldos compõem-se de:

	Número de Consumidores (*)		Fornecimento MWh (*)	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Residencial	1.422.587	1.377.152	3.877.500	2.665.715
Industrial	12.821	12.561	575.249	686.755
Comercial	147.196	143.406	2.297.582	1.880.993
Rural	89.043	87.444	599.399	517.703
Poder Público	7.951	7.957	349.535	329.071
Outros*	1.071	1.237	500.392	1.325.443
	<u>1.680.669</u>	<u>1.629.757</u>	<u>8.199.657</u>	<u>7.405.680</u>

(*) Não auditado

	Fornecimento R\$		Fornecimento (%)	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Residencial	1.638.680	1.360.658	44,73%	45,23%
Industrial	304.888	329.116	8,32%	10,94%
Comercial	1.160.819	905.022	31,69%	30,08%
Rural	197.325	156.783	5,39%	5,21%
Poder Público	197.559	161.785	5,39%	5,38%
Outros*	163.829	95.056	4,47%	3,16%
	<u>3.663.100</u>	<u>3.008.420</u>	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

*A rubrica Outros se refere principalmente ao fornecimento e disponibilização do sistema de distribuição ao Serviço Público e à Iluminação Pública.

27.2. Receita de Construção

A Companhia reconhece as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária a remuneração com margem diferente de zero sobre os serviços de construção. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

Em atendimento ao ICPC 01 (IFRIC 12) que estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita de serviços que presta de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção e CPC 30 –

Receitas, a CEEE-D reconhece a receita de construção em igual valor ao custo de construção apurado no período.

28. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.151.176	1.741.899
Encargo de Uso do Sistema	242.826	198.258
	<u>2.394.002</u>	<u>1.940.157</u>

28.1. Energia Elétrica Comprada para Revenda

SUPRIMENTO R\$ (*)	31/12/2017	31/12/2016
Energia Comprada Hídrica	559.392	608.285
Energia Comprada Hídrica Itaipu	378.372	306.859
Energia Comprada Térmica	485.010	381.426
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	728.402	445.329
	<u>2.151.176</u>	<u>1.741.899</u>

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

29. CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	228.164	264.787	-	-	40.203	51.826	-	-	268.367	316.613
Cláusula 25 CTP	0	5								
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	102.584	119.108	-	-	23.501	15.302	-	-	126.085	134.410
INSS - Empregador	43.662	53.613	-	-	8.157	10.268	-	-	51.819	63.881
Administradores	285	288	-	-	1.245	1.639	-	-	1.532	1.927
Subtotal Pessoal / Administradores	374.695	437.801	-	-	73.108	79.035	-	-	447.803	516.836
Empréstimo Fundação ELETROCEE	6.222	15.263	-	-	-	-	-	-	6.222	15.263
Total Pessoal e Administradores	380.917	453.064	-	-	73.108	79.035	-	-	454.024	532.099
Material	11.600	31.631	-	-	404	1.600	-	-	12.004	33.231
Serviço de Terceiros	97.383	112.367	-	13.245	19.495	24.696	-	-	116.879	150.308
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ...	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	101.979	118.467	-	-	9.430	6.632	-	-	111.408	125.099
Custo de Construção	118.575	372.654	-	-	-	-	-	-	118.575	372.654
Arrendamento e Aluguéis	11.545	8.903	-	-	177	206	-	-	11.721	9.109
Seguros	-	164	-	-	-	32	-	-	-	196
Tributos	6.085	7.496	-	-	82	835	-	-	6.167	8.331
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	86.071	33.494	-	-	-	-	86.071	33.494
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	33.605	42.428	33.605	42.428
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	26.616	30.262	26.616	30.262
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	186		186	-
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	103	4.092	103	4.092
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-		(7.152)		(7.152)
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	154	2.062	154	2.062
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	-	7.092	-	7.092
Baixas e Custas Depósitos Judiciais.....	-	-	-	-	-	-	4.915	-	4.915	-
Débitos de Consumidores	-	-	247	24.764	-	-	-	-	247	24.764
Outros	23.863	6.942	-	-	711	1.907	16.452	2.112	41.026	10.961
TOTAL	751.946	1.111.688	86.318	71.503	103.407	114.943	82.031	80.896	1.023.701	1.379.030

30. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

OUTRAS RECEITAS	31/12/2017	31/12/2016
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	283.393	28.421
Outros Ganhos	6.086	-
Receita de Aluguel de Postes	288	23.620
Compartilhamento de Infraestrutura	30.329	28.203
Outras	12.942	16.096
	<u>333.038</u>	<u>96.340</u>
OUTRAS DESPESAS	31/12/2017	31/12/2016
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(41.001)	(19.968)
Perda Fração CIAP - ICMS	(2.729)	(4.788)
Outras	12.280	(19.797)
	<u>(31.450)</u>	<u>(44.553)</u>

Em 2017 ocorreu Ganho nas Alienações referente à Dação de Imóvel em Pagamento e Quitação Parcial do Contrato de Mútuo da Companhia, celebrado junto a sua parte relacionada CEEE-GT e anuído pela ANEEL, no exercício de 2017.

31. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017	31/12/2016
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de Aplicações Financeiras	4.401	8.505
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	59.480	85.861
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	8.134	14.079
Variação Cambial - Energia Comprada	17.607	31.168
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	195.259	212.953
Variação Monetária - SELIC CVA	31.691	72.143
Outras Receitas Financeiras	55.710	40.925
Total Receita Financeira	<u>372.282</u>	<u>465.634</u>
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de Dívidas	(49.102)	(106.208)
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(24.416)	(28.154)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(219.382)	(100.591)
Variação Cambial - Energia Comprada	(25.286)	(14.036)
Variação Monetária - SELIC CVA	(28.186)	(74.488)
Juros e Multas	(115.403)	(77.975)
Correção Monetária, Juros e Despesas Financeiras com Parcelamentos	(59.370)	(113.754)
Atualizações Intrasetoriais	(65.798)	-
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(28.142)	-
Outras Despesas Financeiras	(52.400)	(15.084)
Total Despesa Financeira	<u>(667.485)</u>	<u>-530.290</u>
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	<u>(295.203)</u>	<u>(64.656)</u>

32. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2017 e de 2016.

A concessionária compensou IRPJ e CSLL no ano de 2017 devido a adesão aos parcelamentos referenciados na Nota Explicativa número 18, Obrigações Fiscais, Parcelamento PRT – MP nº 766/2017 e Parcelamento PERT – MP nº 783/2017.

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido Antes do IRPJ e CSLL	(333.997)	(333.997)	(567.802)	(567.802)
IRPJ e CSLL sobre Lucro Real e Base de Cálculo da CSLL antes das Compensações	-	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(64.925)	(23.373)	34.320	12.355
Total IRPJ e CSLL Compensado PRT/PERT	246.152	88.614	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	-	-	(4.450)	(1.602)
Total IRPJ e CSLL IFRS Diferidos	181.227	65.241	29.870	10.753
Total IRPJ e CSLL	181.227	65.241	29.870	10.753

33. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

Nota Explicativa	31/12/2017				
	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Total
Ativo					
Caixa e equivalente de caixa	5	96.656	-	-	96.656
Parcelamentos		21.946	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	34	-	-	34
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	5.877	-	5.877
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016	9	-	207.066	-	207.066
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	2.861	-	2.861
		118.636	215.804	-	334.440
Passivo					
Conta Gráfica	24	-	5.548	-	5.548
Mútuo CEEE-GT	24	-	70.959	-	70.959
Fornecedores	16	-	2.010	-	2.010
Contribuição Patrocinadora	20	-	-	92.103	92.103
Empréstimo circulante	19 e 20	-	4.465	4.891	9.356
Empréstimo não circulante	19 e 20	-	15.642	104.115	119.757
		-	78.517	201.109	299.733
Resultado					
Energia elétrica comprada para revenda		-	(2.232)	-	(2.232)
Encargos de uso do sistema		-	(54.769)	-	(54.769)
Despesa operacional – Pessoal		-	-	(60.252)	(60.252)
Receita financeira		5.821	21	-	5.842
Despesa financeira		-	(45.483)	(1.816)	(47.299)
		5.821	(102.463)	(60.252)	(158.710)

Nota Explicativa	31/12/2016				
	Governo do Estado	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação	Total
Ativo					
Caixa e equivalente de caixa	5	2.244	-	-	2.244
Aplicações financeiras	5	7.782	-	-	7.782
Parcelamentos		21.946	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	69	157	56	282
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014	9	-	-	-	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	9	-	19.048	-	19.048
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 2.171/2016	9	-	103.855	-	103.855
Quotas de Custeio e Energia - Proinfra e CDE Revisão Tarifária Extraordinária Distribuição	10	-	5.985	-	5.985
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	2.861	-	2.861
		32.041	157	56	175.265
Passivo					
Conta Gráfica	24	-	9.318	-	9.318
Mútuo CEEE-GT	24	-	355.276	-	355.276
Fornecedores	16	-	7.775	-	7.775
Contribuição Patrocinadora	20	-	-	10.006	10.006
Empréstimo circulante	19 e 20	-	4.121	-	4.121
Empréstimo não circulante	19 e 20	-	19.763	109.006	128.769
		-	372.369	119.012	515.265
Resultado					
Energia elétrica comprada para revenda		-	(2.434)	-	(2.434)
Encargos de uso do sistema		-	(54.769)	-	(54.769)
Despesa operacional – Pessoal		-	-	(50.727)	(50.727)
Receita financeira		5.821	21	-	5.842
Despesa financeira		-	(45.483)	(1.816)	(47.299)
		5.821	(102.665)	(50.727)	(149.387)

33.1. Pessoal chave da administração da entidade ou da respectiva controladora

A Companhia considera como pessoal-chave da administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$2.167 (R\$1.927 em 31 de dezembro de 2016), possuindo diretores empregados e não empregados.

A remuneração dos Diretores empregados é composta por salário ou honorários mais a verba de representação, sendo que os custos dos Diretores estão contabilizados na rubrica de Pessoal conforme Plano de Contas da ANEEL.

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

A remuneração dos Diretores não empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS	31/12/2017	31/12/2016
Conselho de Administração	313	312
Conselho Fiscal	152	159
Verba de Representação e Honorário Diretor não Empregado	731	633
Pessoal Adido	637	296
Encargos	334	527
Total	<u>2.167</u>	<u>1.927</u>

34. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

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

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

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Ativos Financeiros			
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante	5	96.656	2.244
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Não-Circulante	5	-	7.782
Empréstimos e Recebíveis			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	563.583	606.851
Disponível para Venda			
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	469.387
TOTAL		<u>1.213.334</u>	<u>1.086.264</u>
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado			
Fornecedores	16	603.792	441.196
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	19	592.194	454.772
TOTAL		<u>1.195.986</u>	<u>895.968</u>

34.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

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

As contas a receber de consumo de energia elétrica de poderes públicos, federal, estadual e municipal (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$143.401. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, possui também registrado nas contas patrimoniais parcelamentos com o Governo do Estado do

Rio Grande do Sul no montante de R\$21.946 e com Prefeituras Municipais no montante de R\$86.740. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

34.1.1. Risco de Crédito

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

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

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	138.712	22.801
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	-	7.782
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	563.583	606.851
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	469.387
Total		1.255.390	1.106.821

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul.

A Companhia atua no mercado de distribuição de energia elétrica, atendendo a todos os clientes cativos na sua área de concessão conforme previsto nos contratos de concessão assinados com Poder Concedente, o risco de crédito se origina quando a Companhia incorre em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para amenizar os riscos decorrentes do fornecimento de energia na distribuição, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento, caso o cliente deixe de realizar seus pagamentos.

No geral a Administração entende que não há risco de crédito significativo no qual a Companhia está exposta, considerando as características das contrapartes, níveis de concentração e relevância dos valores em relação ao faturamento.

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

A Companhia identificou evidências de perda por redução no valor recuperável nas contas a receber que já são reduzidas de provisão para crédito de liquidação duvidosa.

II. Garantias

A Companhia concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC, sendo que parte das contas a receber é repassada ao Fundo no momento do faturamento, até o limite da parcela mensal.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

34.1.2. Risco de Preço

As tarifas são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e, anualmente, são reajustadas pelas variações dos custos não gerenciáveis (denominado Parcela A) e pela variação do IGP-M para custos gerenciáveis (denominado Parcela B). O Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas.

Outro mecanismo de atualização das tarifas é a Revisão Tarifária Periódica, realizada a cada quatro anos, que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

34.1.3. Risco de Mercado

A quantidade de energia comprada para atendimento à Companhia está baseada na previsão de consumo para os próximos 5 anos. A legislação (Lei nº 10.848 de março de 2004 e Decreto nº 5.163 de julho de 2004) permite que a Companhia descontrate mensalmente a energia correspondente ao atendimento de consumidores livres, quando de sua saída. Também prevê a possibilidade de descontratação de energia decorrente da entrada em operação de energia contratada anteriormente a 16 de março de 2004, anualmente por variação de mercado até 4% da energia contratada nos leilões de energia existente, duas vezes no ano através de cessões para outras distribuidoras em função de outros desvios de mercado, sem limites de montante de declaração. A Resolução Normativa nº 21/06 prevê alterações nas quotas-parte de Itaipu para cada Companhia, essas alterações podem gerar sobras ou déficits que também podem ser compensadas através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

Além do recurso de descontratação, a Companhia tem cobertura tarifária para uma sobrecontratação de até 5% do seu requisito regulatório (mercado faturado acrescido das perdas regulatórias). Os compromissos assumidos com compra de energia estão elencados conforme quadro a seguir:

RECURSOS	MWh (*)	%
ITAIPU	1.930.092,90	22,0%
CONTRATOS BILATERAIS	33.811,31	0,4%
PROINFA	173.839,53	2,0%
CCEN - ELETRONUCLEAR	341.526,96	3,9%
CCGF	2.491.290,81	28,4%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE HIDRICA	580.860,54	6,6%
CCEAR ENERGIA EXISTENTE TERMICA	438.121,65	5,0%
CCEAR ENERGIA NOVA HIDRICA	1.256.673,13	14,3%
CCEAR ENERGIA NOVA TERMICA	1.650.360,69	18,8%
CCEAR ENERGIA EÓLICAS	229.757,65	2,6%
CCEAR-C COMPRA - MCSD E.N.	4.120,44	0,0%
CONTRATOS DE COMPRA	9.130.455,62	104,2%
CCEAR-C VENDA - MCSD E.N.	12.065,86	0,1%
CONTRATAÇÃO LIQUIDA	9.118.389,76	104,1%
EXPOSIÇÃO(VENDA) DE CURTO-PRAZO I	357.587,04	4,1%
TOTAL ENERGIA COMPRADA	8.760.802,73	100,0%

(*) Não auditado

Os riscos existentes são:

Não atendimento a 100% do mercado – exposição voluntária ao mercado de curto prazo e sujeito a penalidades aplicadas pela ANEEL;

Repasse não integral da energia comprada acima do nível regulatório;

Variações drásticas de mercado que impliquem em subcontratação ou sobrecontratação decorrentes de crises econômicas;

Saída de consumidores livres especiais (com demanda superior a 500 KW, suprido por fontes renováveis) – não há na regulamentação vigente procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras quando da saída destes consumidores para o mercado livre;

Grande volatilidade do preço da energia liquidada no curto prazo, para atender variações sazonais de demanda, provocada por variações climáticas que interferem na disponibilidade de geração hídrica em cada mês;

Despacho de geração térmica para substituir a falta eventual de geração hídrica, o que eleva os preços dos contratos por disponibilidade na proporção do custo do combustível utilizado nesta geração;

34.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Companhia é afetado pelo fator do risco cambial atrelado aos contratos de compra de energia de Itaipu e Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio. As alterações cambiais provenientes dos contratos de energia de Itaipu serão repassadas à tarifa por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A- CVA.

I. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 29/12/2017 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,3074 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do Bacen para 29/09/2017, correspondente ao dólar a R\$3,1674. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	Cenário Base em 31/12/2017	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	545.417	621.775	777.219	932.663
Fornecedores (Itaipu Binacional)	621.357	708.347	885.434	1.062.520
Passivo Líquido Exposto	1.166.774	1.330.122	1.662.653	1.995.184
Efeito Líquido da Variação Cambial			332.531	665.061

34.1.5. Risco de Liquidez

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

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

	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	5	138.712	138.712	-	-	-
Aplicações Financeiras	5	-	-	-	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	563.583	550.462	-	-	13.121
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	-	-	-	553.095
		1.255.390	689.174	-	-	566.216
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	19	1.744.099	174.593	229.407	580.826	759.273
Fornecedores	16	808.304	617.247	-	191.057	-
		2.552.403	791.840	229.407	771.883	759.273

34.1.6. Gestão de Capital

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

Por meio de uma estrutura de capital saudável é possível equilibrar o saldo de dívidas e de patrimônio e para manter ou ajustar a sua estrutura de capital, a Companhia tem a possibilidade de revisar a sua

prática de pagamento de dividendos, de alongar o perfil de sua dívida bem como de alienar os ativos alheios à concessão.

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

	Nota Explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	19	592.194	454.772
Caixa e equivalentes de caixa	5	(138.712)	(22.801)
Dívida Líquida		<u>453.482</u>	<u>431.971</u>
Passivo a Descoberto		<u>(1.240.478)</u>	<u>(1.236.010)</u>
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>(0,37)</u>	<u>(0,35)</u>

34.1.7. Risco de Taxa de Juros

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

I. Análise de sensibilidade

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

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 30/09/2016 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores CDI e IPCA previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 30/09/2016. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2017	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	19					
Eletrobras - RGR		Sem Risco	19.763	19.763	19.763	19.763
			19.763	19.763	19.763	19.763
Passivo Exposto			<u>(19.763)</u>	<u>(19.763)</u>	<u>(19.763)</u>	<u>(19.763)</u>
Efeito esperado no Resultado				-	-	-

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus passivos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS7. Sendo assim, a administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela acima.

34.1.8. Valor justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016, são os seguintes:

	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	138.712	138.712
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	563.583	563.583
Ativo Financeiro da Concessão	12	553.095	553.095
Total		1.255.390	1.255.390
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	19	592.194	808.304
Fornecedores	16	603.792	603.792
Total		1.195.986	1.412.096

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

34.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- I. Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- II. Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços)
- III. Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo utilizando um método de avaliação e classificados conforme tabela a seguir:

	Valor contábil 31/12/2017	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante.....	96.656	-	96.656	-
Ativo Financeiro da Concessão	553.095	-	-	553.095
		-	96.656	553.095
Passivos Financeiros				
	Valor contábil 31/12/2016	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Circulante.....	2.244	-	2.244	-
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL - Não-Circulante.....	7.782	-	7.782	-
Ativo Financeiro da Concessão	469.387	-	-	469.387
		-	10.026	469.387

34.1.10. Apuração do valor justo

Nível 1 – O valor justo das Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

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

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

35. EVENTOS SUBSEQUENTES

Parcelamento PIS/COFINS

A Concessionária efetivou, em março/18, parcelamento tributário junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil – RFB, decorrentes de inadimplência das contribuições sociais PIS/COFINS correntes, vencidas nas competências de janeiro/2018 e fevereiro/2018. O valor da obrigação perfaz a importância de R\$ 75.130, o montante parcelado será pago em 60 (sessenta) prestações mensais e consecutivas, no valor de R\$ 1.252 atualizadas mensalmente pela taxa SELIC.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

JULIO ELOI HOFER

Diretor

JORGE PAGLIOLI JOBIM

Diretor

ELISANGELA MOURA RODRIGUES

Contadora CRCRS 62384