

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	374.459	783.818
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	633.668	541.572
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	1.523	10.789
Outros tributos a compensar	7	26.377	25.458
Derivativos	30	92.245	-
Estoques		2.599	2.104
Outros créditos	11	96.370	102.355
Total do circulante		1.227.240	1.466.096
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	13.917	13.504
Depósitos judiciais	19	209.403	209.178
Outros tributos a compensar	7	19.498	19.179
Derivativos	30	76.337	130.940
Ativo financeiro setorial	8	114.225	-
Créditos fiscais diferidos	9	19.377	52.320
Ativo financeiro da concessão	10	968.375	860.979
Outros créditos	11	8.616	6.324
Intangível	12	958.110	897.678
Total do não circulante		2.387.858	2.190.102
Total do ativo		3.615.098	3.656.198

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Circulante			
Fornecedores	13	517.360	466.360
Empréstimos e financiamentos	14	445.453	148.211
Debêntures	15	77.409	54.221
Entidade de previdência privada	16	14.015	6.437
Taxas regulamentares	17	111.230	68.849
Imposto de renda e contribuição social a recolher	18	1.514	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	150.664	114.314
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	-	72.080
Obrigações estimadas com pessoal		15.545	15.857
Derivativos	30	-	4.257
Passivo financeiro setorial	8	36.722	260.642
Outras contas a pagar	20	110.834	103.745
Total do circulante		1.480.745	1.314.974
Não circulante			
Empréstimos e financiamentos	14	722.484	1.172.987
Debêntures	15	524.855	311.425
Entidade de previdência privada	16	128.346	133.653
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	241.088	233.869
Derivativos	30	19.753	16.257
Passivo financeiro setorial	8	-	93.787
Outras contas a pagar	20	36.768	23.490
Total do não circulante		1.673.294	1.985.468
Patrimônio líquido			
	21		
Capital social		240.144	235.556
Reserva de capital		55.905	60.493
Reserva legal		7.604	-
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		200.310	173.644
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		43.789	-
Dividendo		28.445	-
Resultado abrangente acumulado		(115.138)	(113.939)
Total do patrimônio líquido		461.059	355.755
Total do passivo e do patrimônio líquido		3.615.098	3.656.198

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
 (Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	<u>Nota explicativa</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Receita operacional líquida	23	3.997.322	3.132.760
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	24	(2.828.403)	(2.186.823)
Custo de operação	25	(267.030)	(224.058)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(278.213)	(203.884)
Lucro operacional bruto		623.676	517.995
Despesas operacionais	25		
Despesas com vendas		(128.989)	(136.908)
Despesas gerais e administrativas		(159.552)	(146.393)
Outras despesas operacionais		(9.688)	(10.259)
Resultado do serviço		325.447	224.435
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		117.674	160.011
Despesas financeiras		(218.299)	(266.890)
		(100.626)	(106.879)
Lucro antes dos tributos		224.821	117.556
Contribuição social	9	(19.386)	(13.002)
Imposto de renda	9	(53.355)	(36.440)
		(72.741)	(49.442)
Lucro líquido do exercício		152.080	68.114
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	22	2,74	1,23
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	22	3,02	1,35

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
 (Em milhares de Reais)

	2017	2016
Lucro líquido do exercício	152.080	68.114
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(1.199)	(109.625)
Resultado abrangente do exercício	150.881	(41.511)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
 Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
 (Em milhares de Reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva de lucros			Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
			Reserva legal	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Reserva estatutária - retropos de capital de giro				
Saldos em 31 de dezembro de 2015	178.574	111.255	6.220	177.610	-	68.324	(4.314)	-	537.670
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	68.114	68.114
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	(109.625)	-	(109.625)
Mutações Internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	56.981	(50.761)	(6.220)	-	-	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	8.198	-	-	-	(8.198)	-
Absorção do prejuízo com reserva	-	-	-	(12.164)	-	-	-	12.164	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(72.080)	(72.080)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(68.324)	-	-	(68.324)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	235.556	60.493	-	173.644	-	-	(113.939)	-	355.755
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	152.080	152.080
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	(1.199)	-	(1.199)
Mutações Internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	4.588	(4.588)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	7.604	-	-	-	-	(7.604)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	14.501	43.789	-	-	(58.290)	-
Recomposição da reserva estatutária	-	-	-	12.164	-	-	-	12.164	-
Transações de capital com os acionistas									
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	28.445	-	(33.464)	(5.020) ⁽¹⁾
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(52.722)	(52.722)
Retificação do dividendo intermediário de 2016 - AGOE 04/04/17	-	-	-	-	-	-	-	12.164	12.164
Saldos em 31 de dezembro de 2017	240.144	55.905	7.604	200.310	43.789	28.445	(115.138)	-	461.059

(1) Montante referente ao pagamento de imposto de renda sobre os juros sobre o capital próprio.

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
 (Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Lucro antes dos tributos	224.821	117.556
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	96.338	92.661
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	42.792	48.115
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	44.017	59.516
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	159.337	219.252
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	17.244	8.791
Perda (ganho) na baixa de não circulante	9.749	10.325
PIS e COFINS diferidos	-	(5.459)
	<u>594.298</u>	<u>550.757</u>
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(136.002)	35.481
Tributos a compensar	8.513	24.742
Depósitos judiciais	10.695	3.518
Ativo financeiro setorial	(65.051)	706.967
Contas a receber CDE	(941)	(7.656)
Outros ativos operacionais	8.533	53.411
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	51.000	(179.222)
Outros tributos e contribuições sociais	31.285	(65.023)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(16.790)	(13.797)
Taxas regulamentares	42.381	(114.944)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(49.532)	(31.513)
Passivo financeiro setorial	(378.312)	169.045
Contas a pagar CDE	5.479	-
Outros passivos operacionais	13.095	(34.599)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	118.651	1.097.167
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(119.292)	(98.427)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(38.105)	(124.593)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(38.746)	874.147
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	80	(751)
Adições de intangível	(249.352)	(171.819)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(249.272)	(172.570)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	303.437	240.046
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(235.113)	(437.975)
Liquidação de operações com derivativos	(77.026)	(28.599)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(112.638)	(267.647)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(121.340)	(494.175)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(409.358)	207.402
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	783.818	576.416
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	374.459	783.818

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
1 - Receita	6.358.043	5.682.191
1.1 Receita de venda de energia e serviços	6.124.199	5.538.244
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	277.861	203.463
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(44.017)	(59.516)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.714.770)	(2.868.676)
2.1 Custo com energia elétrica	(3.180.348)	(2.448.498)
2.2 Material	(165.832)	(136.455)
2.3 Serviços de terceiros	(257.047)	(187.221)
2.4 Outros	(111.541)	(96.502)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	2.643.273	2.813.515
4 - Retenções	(96.510)	(92.791)
4.1 Amortização	(96.510)	(92.791)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	2.546.763	2.720.725
6 - Valor adicionado recebido em transferência	125.067	170.873
6.1 Receitas financeiras	125.067	170.873
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	2.671.830	2.891.598
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	168.370	143.737
8.1.1 Remuneração direta	93.361	86.964
8.1.2 Benefícios	67.381	49.494
8.1.3 F.G.T.S	7.628	7.280
8.2 Impostos, taxas e contribuições	2.125.394	2.407.681
8.2.1 Federais	1.232.624	1.304.590
8.2.2 Estaduais	890.382	1.100.970
8.2.3 Municipais	2.388	2.121
8.3 Remuneração de capital de terceiros	225.986	272.066
8.3.1 Juros	221.454	267.851
8.3.2 Aluguéis	4.532	4.215
8.4 Remuneração de capital próprio	152.080	68.114
8.4.1 Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	33.464	-
8.4.2 Dividendo (incluindo adicional proposto)	52.722	72.080
8.4.3 Lucros retidos	65.894	(3.966)
	2.671.830	2.891.598

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga” ou “Companhia”) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2016, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2017, a CPFL Piratininga cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 1,7 milhão de clientes, em 27 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 7,8% em relação ao exercício de 2016. Destaca-se a classe industrial, que registrou uma redução de 28,5% ante 2016.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

2. Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

2017 foi marcado por um ambiente externo favorável, com influência benigna para as economias emergentes, contribuindo para a melhora das expectativas em nosso ambiente interno. Entre os principais destaques, pontuamos o bom desempenho da economia norte-americana, que anotou resultados positivos em seus principais indicadores de atividade, com crescimento do PIB de 2,3%¹ em 2017. O desempenho mais pujante da zona do euro e da economia chinesa – com crescimento do PIB em 2017 de 2,5%² e 6,9%², respectivamente, sustentam as perspectivas de que a economia mundial seguirá em crescimento – com impactos positivos para o cenário doméstico. Segundo o FMI, a economia global deverá crescer 3,8%² no biênio 2018-2019.

Após dois anos de recessão e sensível piora dos principais indicadores econômicos, 2017 se consolida como início do processo de retomada da atividade interna. Puxada pelo bom desempenho da indústria extrativa, cadeia automobilística e do setor de produtos eletrônicos e informática, a produção industrial cresceu 2,5%³ em 2017, superando as estimativas do início do ano. São também destaques a redução do nível dos estoques excessivos e gradual melhora do ambiente de negócios, verificada pela retomada da confiança dos empresários ao patamar pré-crise. A

¹ Fonte: BEA.

² Fonte: FMI.

³ Fonte: Boletim Focus (02/03/18).

expectativa do mercado é que a produção industrial cresça aproximadamente 4,0%³ em 2018, recompondo parte das perdas acumuladas ao longo da recessão.

Junto do processo de retomada da atividade fabril, assistiu-se, em 2017, a recomposição do mercado de trabalho e do consumo interno. Ainda que com contribuição da informalidade, a ocupação cresceu de maneira expressiva ao longo de 2017 (2,1% no ano), acompanhada de ganhos reais da renda – cuja expansão em 2017 foi de 3,2%⁴. O alívio dos preços, melhores leituras da taxa de desemprego (desocupação: 11,8% em dezembro/17⁵), fatores não recorrentes de estímulo à atividade – como o saque das contas inativas do FGTS, que injetou R\$ 44 milhões no mercado doméstico – contribuíram de forma bastante positiva para a retomada das condições de consumo, agregado fundamental para o crescimento da economia brasileira.

O choque positivo da oferta de alimentos é outro elemento positivo a se destacar, uma vez que garantiu a queda expressiva dos principais índices de preços. Em 2017, IPCA e IGP-M fecharam em 2,9%⁵ e -0,5%⁶, respectivamente, abaixo do piso das metas inflacionárias. Para 2018, a expectativa do mercado é que ambos índices fiquem no centro da meta, com projeções de 3,7% e 4,2%, respectivamente³.

À luz do baixíssimo nível inflacionário, o Banco Central definiu uma política monetária claramente expansionista, promovendo sucessivos ajustes na taxa de juros ao longo do ano. A Selic encerra 2017 em 7,0%⁷ ao ano. Na reunião de fevereiro/2018, o Copom aprovou um corte adicional, levando a taxa para 6,75%. Vale ressaltar que a mediana do mercado aponta como provável um corte adicional de 25 pontos-base na próxima reunião (21/março), levando os juros para 6,5% em 2018 – patamar historicamente baixo – numa clara posição da autoridade monetária em relação ao estímulo da economia.

Por último, vale destacar que seguem alguns desafios estruturais para os próximos anos, tais como o nível de ociosidade a ser ocupado na indústria, a necessidade de estimular investimentos produtivos e o avanço das reformas que garantam uma trajetória sustentável das contas públicas. A disputa eleitoral em 2018 coloca algumas dessas questões em compasso de espera – como, por exemplo, a agenda de discussões acerca das reformas estruturais –, além de conferir volatilidade às projeções econômicas. Em síntese, após a divulgação do PIB de 2017 – cuja expansão de 1,0% está em linha com as expectativas dos principais agentes de mercado – o crescimento previsto para 2018 é de 2,9%³, de acordo com o Boletim Focus.

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2017:

Em 17 de outubro de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.314, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 7,69%, sendo 6,33% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,37% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 17,28% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 6,78% e da Parcela B de -0,45%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2017.

⁴ Fonte: LCA Consultores.

⁵ Fonte: IBGE.

⁶ Fonte: FGV.

⁷ Fonte: Banco Central.

3. Desempenho operacional

Cientes: a CPFL Piratininga encerrou o ano com 1,7 milhão de clientes, com acréscimo de 25 mil consumidores, representando um crescimento de 1,5%.

Vendas de energia

Em 2017, as vendas para o mercado cativo totalizaram 7.921 GWh, uma redução de 7,8% em relação a 2016, reflexo das migrações de clientes para o mercado livre.

Destacam-se as classes residencial e comercial, que, juntas, representam 71,7% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classes Residencial:** aumento de 2,7% refletindo a retomada da atividade econômica.
- **Classe Industrial e Comercial:** redução de 28,5% e 11,8%, respectivamente, refletindo principalmente a migração de clientes para o mercado livre.

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a CPFL Piratininga obteve em 2017 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 79,0%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica-Abradee. O índice foi superior à média nacional de 76,8%.

Fornecimento de energia: a CPFL Piratininga desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2017, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 6,97 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,45 vezes, entre os menores do setor.

4. Desempenho econômico-financeiro

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

Receita operacional: a receita operacional bruta foi de R\$ 6.402 milhões, representando um aumento de 11,5% (R\$ 660 milhões), decorrente principalmente: (i) da variação de R\$ 1.248 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais, passando de um passivo de R\$ 715 milhões em 2016 para um ativo de R\$ 533 milhões em 2017; (ii) do aumento de 231,7% (R\$ 495 milhões) no suprimento de energia elétrica; (iii) do aumento de 36,6% (R\$ 74 milhões) na receita com construção da infraestrutura da concessão; e (vi) do aumento de 375,3% (R\$ 17 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão. Isso foi parcialmente compensado pelas reduções de 19,3% (R\$ 1.002 milhões) no fornecimento de energia elétrica e de 20,6% (R\$ 171 milhões) em outras receitas operacionais.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 2.405 milhões, apresentando uma redução de 7,8% (R\$ 204 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 3.997 milhões, representando um aumento de 27,6% (R\$ 865 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e amortização. Essa

medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

	2017	2016
Lucro Líquido	152.080	68.114
Amortização	96.338	92.661
Resultado Financeiro	100.626	106.879
Contribuição Social	19.386	13.002
Imposto de Renda	53.355	36.440
EBITDA	421.785	317.096

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 422 milhões, um aumento de 33,0% (R\$ 105 milhões), devido principalmente ao aumento de 27,6% (R\$ 865 milhões) na receita líquida. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo (i) aumento de 10,3% (R\$ 44 milhões) no PMSO (Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros custos/despesas operacionais e Entidade de Previdência Privada); e (ii) pelo aumento de 36,6% (R\$ 74 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor. O custo com energia elétrica registrou aumento de 29,3% (R\$ 642 milhões).

O aumento de 10,3% (R\$ 44 milhões) no PMSO da CPFL Piratininga deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 12,2% (R\$ 18 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 23,9% (R\$ 4 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 15,0% (R\$ 18 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Redução de 4,0% (R\$ 5 milhões) nos outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 96,2% (R\$ 8,5 milhões) no item Entidade de Previdência Privada.

Lucro líquido: Em 2017, a CPFL Piratininga apurou lucro líquido de R\$ 152 milhões, aumento de 123,3% (R\$ 84 milhões), refletindo principalmente o aumento de 33,0% (R\$ 105 milhões) no EBITDA. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo (i) aumento de 4,0% (R\$ 4 milhões) nos gastos com amortização e pelo (ii) efeito do aumento do Imposto de Renda e da Contribuição Social (R\$ 23 milhões). As despesas financeiras líquidas apresentaram uma redução de R\$ 6 milhões.

Endividamento: no final de 2017, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Piratininga atingiu R\$ 1.621 milhões, representando um aumento de 2,9%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 249 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

6. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

A CPFL Piratininga desenvolve iniciativas que buscam gerar valor compartilhado entre a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir para a melhoria das condições econômicas, sociais e ambientais nas áreas de abrangência. Alinhados ao planejamento estratégico do Grupo CPFL, os compromissos e as diretrizes de atuação visando promover o desenvolvimento sustentável devem ser incorporados aos processos decisórios e ações, conforme destaques a seguir.

Plataforma de sustentabilidade: ferramenta de gestão, com indicadores e metas relacionadas a temas relevantes para a sustentabilidade no Grupo CPFL, definidos com base em seu posicionamento e sua estratégia, bem como na perspectiva dos principais públicos de relacionamento. A partir de 2018, incorporamos os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

Comitê de sustentabilidade: instância da diretoria executiva responsável por monitorar a Plataforma, avaliar e recomendar a inclusão de critérios e diretrizes de sustentabilidade em processos decisórios, monitorar tendências e temas críticos para o desenvolvimento sustentável da empresa.

Mudança do Clima: mantemos foco estratégico em negócios de baixo carbono e projetos que visam combater a mudança climática e seus impactos, atuando junto a iniciativas nacionais e internacionais.

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): A reestruturação do SGDE foi implantada em 31/08/16 e contou com o acompanhamento permanente, em todas as suas etapas, do Conselho de Administração, através do Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade e do Conselho Fiscal, inclusive quanto aos fluxos dos registros éticos recebidos. Atualmente, o SGDE é composto por 7 elementos, considerados chaves para a atuação da holding e de suas empresas controladas na cultura da gestão da ética, que são: (i) Código de Conduta Ética; (ii) Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET); (iii) Regimento Interno do COMET; (iv) Canal Externo de Ética; (v) CPD (Comissão de Processamento de Denúncias); (vi) Plano de Divulgação; e (vii) Capacitação. Podemos destacar ações ocorridas/implementadas no SGDE, tais como: O Selo Pró-Ética 2017. O prêmio foi concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seleto grupo de 23 empresas dentre 375 inscritas, que fomentam a adoção voluntária de medidas de integridade e comprometidas em implementar ações voltadas à prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude, a implantação do SGDE na RGE Sul, Workshop sobre o SGDE, com abrangência em todas as empresas controladas diretas do Grupo, Canais Executivos (comunicados internos) específicos oriundo das reuniões do COMET, Semana da Integridade que entre outras ações contou com a palestra do professor da Unicamp Leandro Karnal com o tema "Corrupção as ações que cada um tem em seu dia a dia". O Comitê realizou 8 reuniões em 2017 para tratar de temas relacionados à gestão da ética, bem como para analisar as sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

Relacionamento com a comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL Piratininga atua, destacam-se: **(i) Apoio aos**

Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.) – Em 2017, a CPFL Piratininga destinou R\$ 128.000,00 para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de três cidades da área de concessão. O repasse irá apoiar os Conselhos na execução de projetos que visam atender às necessidades identificadas no diagnósticos; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2017, a CPFL Piratininga destinou R\$ 128.000,00 ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de um município para apoiar projeto de desenvolvimento tecnológico e programas da ala de idosos do Hospital do Câncer de Barretos/SP; **(iii) Apoio ao Pronon – Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (1% I.R.)** – Em 2017, a CPFL Piratininga destinou R\$ 128.000,00 para apoiar projetos de ampliação tecnológica de Hospitais de Atendimento à Pessoas com Câncer em Piracicaba/SP; **(iv) Voluntariado** – Em 2017 foram desenvolvidas 4 ações que envolveram cerca de 150 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em uma cidade da área de concessão beneficiaram aproximadamente 300 pessoas diretamente; **(iv) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** - foram investidos mais de R\$ 19,1 milhões, sendo mais de R\$ 8,7 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 1.200 clientes, troca de 1.202 geladeiras, 20.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED) e instalação de 1.491 aquecedores solares, projeto bônus residencial com substituição de 1.600 geladeiras e 12.600 lâmpadas LED com um investimento de mais R\$ 2,3 milhões, eficientizados 17 Prédios Públicos, 7 Hospitais e 1 Instituição Filantrópica com um investimento de mais R\$ 1,1 milhão, também 1 indústria sendo investidos mais de R\$ 3,2 milhões, 1 projeto comercial sendo investidos mais de R\$ 963,8 mil, realizados projetos educacionais CPFL nas Escolas com aquisição de carreta com um investimento de mais R\$ 835,0 mil, 1 projeto de iluminação pública com substituições de 416 luminárias com um investimento de mais R\$ 90,0 mil. Deste total, R\$ 17,2 milhões (0,4%) foram investidos em clientes e R\$ 1,9 milhões (0,1%), foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL; e **(v) Projeto Tamboro** - visa implantar novas metodologias educacionais, através da utilização de uma plataforma adaptativa de aprendizagem baseada em jogos. Em 2017, começou a ser implantado em Santos/SP, com a expectativa de atender 7,6 mil alunos de 14 escolas públicas. O investimento foi de R\$ 400 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(vi) Projeto ToLife** - Implantação de um sistema para classificação de risco clínico e organização do fluxo de pacientes em Unidades de Pronto Atendimento de hospitais públicos e/ou que atendam SUS. Em 2017, foram atendidas 3 unidades de saúde em Sorocaba. O investimento foi de R\$ 627 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(vii) Escola de Eletricista** – visa formar um banco de eletricistas capacitados e mitigar riscos advindos do apagão de mão de obra. Constitui um investimento social por oferecer qualificação gratuita para o mercado de trabalho, além de capacitar futuros colaboradores em fase de pré-contratação. Em 2017, concluímos a formação de 37 novos eletricistas, sendo que 15 deles foram contratados.

Gestão ambiental: **(i)** a empresa possui certificação ISO 14001 no escopo “Convivência da rede de distribuição urbana de energia elétrica com o meio ambiente e serviços da transmissão de energia elétrica”; **(ii)** suas Estações Avançadas são periodicamente avaliadas quanto aos riscos ambientais e requisitos legais, com estabelecimento de um ranking e de um plano de ação para melhorias; **(iii)** para situações de emergências ambientais, a distribuidora possui contrato com empresa especializada, além de um seguro. Para ocorrências de menor extensão, kits de emergência estão disponíveis para uso imediato; **(iv)** em 2017, a empresa realizou o inventário de emissões de gases de efeito estufa relativas a 2016, integrante do inventário da CPFL Energia, premiado com medalha de ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol; **(v)** deu continuidade ao Programa de Arborização Urbana, com doações de mudas a prefeituras.

7. Auditores independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Piratininga para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG prestou, em 2017, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 5% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e Sox).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox, os seguintes serviços:

Natureza	Data do contrato	Duração
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Procedimentos previamente acordados – Auditoria de projetos de P&D	18/08/2016	24 meses
Outros procedimentos previamente acordados	03/08/2017	Inferior a 1 ano
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Outros serviços de <i>compliance</i> tributário	27/05/2016 e 01/09/2017	16 e 12 meses

Contratamos um total de R\$ 168 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 34% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox referentes ao exercício social de 2017 da CPFL Piratininga. A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Conforme previsto pela Instrução CVM 381/03, a KPMG declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afetam a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

8. Agradecimentos

A Administração da CPFL Piratininga agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 2017. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(Valores expressos em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede administrativa da **Companhia** está localizada na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 - Km 2,5, CEP 13088-140 – Parque São Quirino - Campinas – São Paulo.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 22 de outubro de 2028, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo, atendendo a 1,7 milhão de consumidores. Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiaí.

Capital circulante líquido negativo

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 253.505.

A Companhia vem trabalhando nos planos de redução do capital circulante líquido negativo e em janeiro de 2018 captou debentures no montante de R\$ 215.000 (nota 33). Adicionalmente, a Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que 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 ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (www.cpl.com.br) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 12 de março de 2018.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes

itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado e iii) ativos financeiros disponíveis para venda mensurados ao valor justo. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 30 de Instrumentos Financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 8 – Ativo e passivo financeiro setorial (determinados componentes financeiros que podem surgir sem metodologia prévia);
- Nota 9 – Créditos fiscais diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos);
- Nota 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 12 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 16 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 19 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);
- Nota 23 – Receita operacional líquida (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados); e
- Nota 30 – Instrumentos financeiros (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos).

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real, e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem a saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

3.2 Contratos de concessão

O ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o Poder Concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura da Companhia é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, de modo que seja registrado nas demonstrações financeiras (i) um ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro, correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização), mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e as mudanças nos fluxos de caixa têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 23).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 (R1) – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais classificados como ativo intangível, que serão amortizados pelo prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário, que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como a Companhia gerencia as construções, através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

3.3 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- ii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.
- iii. Disponíveis para venda: são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Após o reconhecimento inicial, os juros calculados pelo método da taxa efetiva de juros são reconhecidos na demonstração de resultado como parte do resultado operacional para as variações da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão da Companhia, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes. O resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício no momento da realização do ativo.

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- (ii) Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 30.

- Capital social

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 23.532.767.571 (vinte e três bilhões, quinhentas e trinta e dois milhões, setecentas e sessenta e sete mil, quinhentas e setenta e uma) ações ordinárias.

3.4 Intangível

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios, direito de exploração de concessões, *softwares* e servidão de passagem.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão). Em função do contrato de concessão de

distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível, de vida útil definida, é amortizado pelo prazo de concessão, de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação da Companhia, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do serviço público de energia elétrica de prévia anuência para desvincular do seu acervo patrimonial bens móveis e imóveis considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação dos bens depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

3.5 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)

- Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável, que possa ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado, como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- (i) Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- (ii) Disponíveis para venda: pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda ao valor recuperável previamente reconhecida no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado como disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda ao valor recuperável é reconhecido em outros resultados abrangentes.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, como o ágio, são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada

uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.6 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo. Os efeitos do desreconhecimento pelo desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

3.7 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, sendo considerada Patrocinadora deste plano. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- (i) Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.
- (ii) Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. De acordo com as práticas contábeis brasileiras, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários, na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua deliberação, mesmo que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

3.9 Reconhecimento de receita

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

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como "Não Faturado". Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada, sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

3.10 Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório anual e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.11 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores e a média ponderada das ações ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores, ajustado pelos efeitos dos instrumentos que potencialmente impactariam o resultado do exercício e pela média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos exercícios apresentados, nos termos do CPC 41.

3.12 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários.

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") (nota 23.3) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.13 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada quatro anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. A receita da Companhia é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.14 Novas normas e interpretações vigentes

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2017:

a) Alterações ao CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 32 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

A aplicação das alterações ao CPC 32 não causou impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

b) Alterações ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 03 (R2) da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo levar as entidades a fornecerem divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

A aplicação das alterações ao CPC 03 (R2) implicou em alterações na divulgação de movimentação de ativos e passivos financeiros cujos fluxos de caixa são classificados como atividade de financiamento. As mudanças

destas alterações geraram divulgação adicional, refletidas nas notas 14 – Empréstimos e financiamentos, 15 – Debêntures e 30 – Instrumentos Financeiros.

3.15 Novas normas e interpretações vigentes mas não adotadas

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. A Companhia não adotou as normas novas ou revisadas a seguir:

a) CPC 48 - Instrumentos financeiros

O CPC 48 será aplicável para os exercícios iniciados em/ou após 1º de janeiro de 2018.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e mudanças nessas expectativas a cada data de reporte para refleti-las desde o reconhecimento inicial. Ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange às modificações relacionadas à contabilização de *hedge*, o CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no CPC 38, mas traz maior flexibilidade no que tange os tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*, mais especificamente a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do *hedge* não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

A Companhia possui ativos relevantes classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos atuais do CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião da Administração é que estes ativos serão classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seriam registrados no resultado do exercício, não havendo impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras em função das alterações da norma sobre este tópico.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia estima que o impacto no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018 será uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionárias” em torno de R\$ 15.000 a R\$ 20.000.

Considerando que a Companhia detém determinados passivos financeiros designados a valor justo contra o resultado, a Administração afirma que haverá impactos nas suas demonstrações financeiras pois as mudanças do risco de crédito, atualmente registradas diretamente no resultado do exercício, passarão a ser reconhecidas em outros resultados abrangentes. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, as mudanças no risco de crédito registradas no resultado foram uma despesa de R\$ 21.904.

b) CPC 47 e Esclarecimentos ao CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47 estabelece um modelo simples para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no CPC 30 (R1) - Receitas, CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Pelos novos requerimentos do CPC 47, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O CPC 47 será aplicável para períodos anuais iniciados em/ou após 1º de janeiro de 2018. Para os contratos que começarem e concluírem no mesmo período de apresentação comparativa, bem como contratos que são concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia analisou as cinco etapas de reconhecimento para os diversos tipos de receita da Companhia e não identificou nenhum impacto relevante da adoção desta norma em suas demonstrações financeiras. Desta forma, após as devidas análises a conclusão é de que o reconhecimento de receita atual está de acordo com a norma do CPC 47.

c) IFRIC 22 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 8 de dezembro de 2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em/ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira da Companhia restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Administração da Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

d) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2014 - 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 8 de dezembro de 2016 foram publicadas medidas referentes ao ciclo 2014-2016, com início a partir de 1º de janeiro de 2018:

Alterações à IFRS 1 – Adoção Inicial do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adoptantes ao IFRS.

Como a Companhia não é adotante inicial ao IFRS, a Administração afirma que a aplicação dessas alterações não terá um efeito sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras. Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo

ou passivo.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado sob condições atuais de mercado na data de mensuração.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 30) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora. As premissas de cálculo de valor justo estão descritas na nota 30.

Os ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada quatro anos consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar a base original ao respectivo valor atualizado nas datas subsequentes, em consonância com o processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Saldos bancários	67.347	8.146
Aplicações financeiras	<u>307.112</u>	<u>775.672</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	51.545	4.499
Certificado de depósito bancário (b)	222.483	290.956
Fundos de investimento (c)	<u>33.084</u>	<u>480.217</u>
Total	<u><u>374.459</u></u>	<u><u>783.818</u></u>

a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários ("CDB's") e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,87% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 100% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB's, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	138.283	98.633	13.899	250.815	176.840
Industrial	41.472	17.356	15.565	74.393	44.385
Comercial	53.627	16.560	6.569	76.757	47.021
Rural	2.210	1.019	106	3.335	2.408
Poder público	10.839	1.194	198	12.231	9.361
Iluminação pública	10.632	723	27	11.382	10.177
Serviço público	11.186	238	3.488	14.912	12.308
Faturado	268.249	135.723	39.852	443.825	302.500
Não faturado	196.269	-	-	196.269	183.771
Parcelamento de débito de consumidores	23.186	4.443	6.350	33.979	29.283
Operações realizadas na CCEE	7.315	-	-	7.315	72.157
Concessionárias e permissionárias	2.112	-	-	2.112	3.817
	497.131	140.166	46.202	683.499	591.528
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(49.829)	(49.956)
Total				633.668	541.572
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	8.128	-	-	8.128	8.113
Operações realizadas na CCEE	8.208	-	-	8.208	8.208
	16.336	-	-	16.336	16.321
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(2.419)	(2.818)
Total				13.917	13.504

Parcelamento de débitos de consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária. Com base na melhor estimativa da Administração, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros créditos (nota 11)	Total
Saldo em 31/12/2015	(42.426)	(2.523)	(44.949)
Provisão revertida (constituída) liquida	(85.970)	263	(85.707)
Recuperação de receita	26.191	-	26.191
Baixa de contas a receber provisionadas	49.431	-	49.431
Saldo em 31/12/2016	(52.774)	(2.260)	(55.034)
Provisão revertida (constituída) liquida	(76.194)	(524)	(76.718)
Recuperação de receita	32.701	-	32.701
Baixa de contas a receber provisionadas	44.018	-	44.018
Saldo em 31/12/2017	(52.248)	(2.785)	(55.033)
Circulante	(49.829)	(2.785)	(52.614)
Não circulante	(2.419)	-	(2.419)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base no histórico e probabilidade de inadimplência e segue os seguintes critérios:

Classe	Vencidos acima de:
Residencial	90 dias
Comercial	180 dias
Demais classes	360 dias
Faturas diversas	180 dias
Parcelamento de débitos	90 dias. Em caso de atraso de uma parcela, todo o saldo é provisionado.

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	1.810
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	485	7.792
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.038	1.186
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.523	10.789
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	6.119	5.611
ICMS a compensar	13.484	13.742
Programa de integração social - PIS	968	848
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.359	3.812
Instituto nacional de seguridade social - INSS	1.365	1.365
Outros	82	79
Outros tributos a compensar	26.377	25.458
Total circulante	27.900	36.247
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	19.498	19.179
Total não circulante	19.498	19.179

Imposto de renda retido na fonte – IRRF - Refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

ICMS a compensar – Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

(8) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do exercício do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2016			Receita operacional		Resultado financeiro	Recebimento	Saldo em 31/12/2017		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 23.4)	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	(36.362)	(125.725)	(162.087)	296.635	149.925	(2.596)	(89.349)	286.642	(94.112)	192.527
CVA (*)										
CDE (**)	(57.470)	(147.546)	(205.016)	(119.219)	173.174	(12.728)	-	(29.097)	(134.692)	(163.790)
Custos energia elétrica	21.156	(14.563)	6.593	621.506	4.123	13.010	(89.349)	474.743	81.139	555.882
ESS e EER (***)	(57.082)	(31.499)	(88.581)	(187.137)	57.080	(10.209)	-	(115.803)	(113.044)	(228.848)
Proinfa	171	20.815	20.986	(16.882)	(17.128)	(355)	-	-	(13.378)	(13.378)
Rede básica	3.883	1.379	5.261	21.365	(4.367)	1.007	-	11.030	12.236	23.266
Repasse de Itaipu	10.190	(64.288)	(54.098)	203.015	49.459	4.460	-	139.896	62.941	202.836
Transporte de Itaipu	513	1.561	2.075	13.844	(2.605)	375	-	8.882	4.808	13.689
Neutralidade dos encargos setoriais	16.898	89.094	105.991	59.583	(105.642)	3.751	-	(6.053)	69.737	63.685
Sobrecontratação	25.380	19.322	44.702	(299.440)	(4.169)	(1.908)	-	(196.956)	(63.859)	(260.815)
Outros componentes financeiros	(67.584)	(124.757)	(192.342)	(83.014)	169.166	(8.834)	-	(159.560)	44.536	(115.024)
Devolução referente liminares (nota 23.3)	-	(132.410)	(132.410)	-	132.410	-	-	-	-	-
Outros	(67.584)	7.653	(59.932)	(83.014)	36.756	(8.834)	-	(159.560)	44.536	(115.024)
Total	(103.947)	(250.482)	(354.429)	213.621	319.091	(11.430)	(89.349)	127.082	(49.576)	77.503
Ativo não circulante			-							114.225
Passivo circulante			(260.642)							(36.722)
Passivo não circulante			(93.787)							-

(*) Conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A"

(**) Conta de desenvolvimento energético

(***) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

a) CVA

Referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.13. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

b) Neutralidade dos encargos setoriais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados relativos a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

c) Sobrecontratação

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

d) Outros componentes financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, passou a ser um componente financeiro que somente será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, (ii) garantias financeiras, relacionadas à compensação do custo do aporte prévio de garantias exigido das distribuidoras para a realização de transações comerciais entre os agentes do setor, (iii) componentes financeiros referente a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores e (iv) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016.

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1 - Composição dos créditos fiscais:

	31/12/2017	31/12/2016
Crédito de contribuição social		
Bases negativas	776	5.330
Benefício fiscal do intangível incorporado	11.215	12.251
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(8.773)	(5.792)
Subtotal	3.218	11.789
Crédito de imposto de renda		
Prejuízos fiscais	2.300	14.838
Benefício fiscal do intangível incorporado	38.491	42.044
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(24.632)	(16.350)
Subtotal	16.159	40.531
Total	19.377	52.320

9.2 – Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – “Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial”. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2017 e 2016, a taxa anual de amortização aplicada foi de 3,86%.

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2017		31/12/2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	8.505	23.625	8.441	23.448
Entidade de previdência privada	2.331	6.476	1.711	4.753
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.953	13.758	4.953	13.758
Provisão energia livre	1.873	5.204	1.704	4.733
Programas de P&D e eficiência energética	4.366	12.129	3.370	9.361
Provisão relacionada a pessoal	702	1.949	498	1.383
Derivativos	(14.316)	(39.766)	(9.150)	(25.415)
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(1.188)	(3.300)	(1.298)	(3.605)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(27.315)	(75.875)	(25.338)	(70.382)
Perdas atuariais (CPC)	3.541	9.835	3.541	9.835
Instrumentos financeiros (CPC)	(120)	(333)	(1.260)	(3.499)
Outros	620	1.461	(74)	(472)
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais (CPC)	7.273	20.204	7.109	19.750
Total	(8.773)	(24.632)	(5.792)	(16.350)

9.4 – Expectativa de recuperação

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante são decorrentes de (i) diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis, benefício fiscal do intangível incorporado que estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido e (ii) bases negativas e prejuízos fiscais, baseada nas projeções de resultados futuros. Estas projeções são aprovadas pelo Conselho de

Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2018	28.645
2019	20.838
2020	17.299
2021	11.801
2022	11.801
2023 a 2025	29.165
2026 a 2028	62.042
Total	181.587

9.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2017 e 2016:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	224.821	224.821	117.556	117.556
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(2.021)	(2.021)	(1.039)	(1.039)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	23.752	23.752	26.677	26.677
Juros sobre o capital próprio	(33.464)	(33.464)	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	2.308	333	1.270	2.567
Base de cálculo	215.396	213.421	144.464	145.761
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	(19.386)	(53.355)	(13.002)	(36.440)
Corrente	(10.651)	(28.528)	(31.047)	(86.220)
Diferido	(8.735)	(24.827)	18.045	49.780

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício é de R\$ 33.562 referem-se a (i) prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 17.092); (ii) benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 4.589) e (iii) diferenças temporárias (R\$ 11.881).

9.6 Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2017 e 2016 foram os seguintes:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	1.818	1.818	134.263	134.263
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(164)	(454)	(12.084)	(33.566)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	-	-	5.562	15.450
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(164)	(454)	(6.522)	(18.116)

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2015	784.893
Adições	71.660
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	8.259
Baixas	(3.833)
Saldo em 31/12/2016	860.979
Adições	88.539
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	24.957
Baixas	(6.101)
Saldo em 31/12/2017	968.375

O saldo refere-se ao ativo financeiro, correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia, de receber caixa via indenização, no momento da reversão dos ativos ao Poder Concedente ao término da concessão.

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa (valor novo de reposição “VNR” – nota 4) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 23) no resultado do exercício.

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Adiantamentos - Fundação CESP	1.324	1.430	678	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	790	3.310	6.583	4.607
Ordens em curso	34.138	38.887	-	-
Serviços prestados a terceiros	1.266	1.354	-	-
Despesas antecipadas	11.764	10.729	1.355	1.717
Contas a receber - CDE	34.657	33.716	-	-
Adiantamentos a funcionários	2.872	2.623	-	-
Arrendamentos e aluguéis de postes	5.880	4.234	-	-
Faturas diversas	1.605	2.661	-	-
Outros	4.857	5.670	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(2.785)	(2.260)	-	-
Total	96.370	102.355	8.616	6.324

Cauções, fundos e depósitos vinculados - Garantias oferecidas para operações na CCEE e aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento.

Ordens em curso - Compreende custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 20).

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.767 (R\$ 1.688 em 31 de dezembro de 2016) (nota 23.3), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 31.130 (R\$ 14.839 em 31 de dezembro de 2016) (nota 23.3) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 1.760 (R\$ 17.189 em 31 de dezembro de 2016) (nota 23.3).

Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas no montante a pagar de CDE (nota 17) e o contas a receber – CDE no valor de R\$ 64.211 (nota 23.3).

(12) INTANGÍVEL

	Direito de concessão		Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso	
Saldo em 31/12/2015	811.848	86.054	897.902
Custo histórico	1.919.997	86.054	2.006.051
Amortização acumulada	(1.108.149)	-	(1.108.149)
Adições	-	173.609	173.609
Amortização	(92.661)	-	(92.661)
Transferência - intangíveis	83.554	(83.554)	-
Transferência - ativo financeiro	(2.840)	(68.820)	(71.660)
Baixa e transferência - outros ativos	(9.512)	-	(9.512)
Saldo em 31/12/2016	790.389	107.289	897.678
Custo histórico	1.975.182	107.289	2.082.471
Amortização acumulada	(1.184.793)	-	(1.184.793)
Adições	-	253.110	253.110
Amortização	(96.510)	-	(96.510)
Transferência - intangíveis	98.100	(98.100)	-
Transferência - ativo financeiro	(950)	(87.589)	(88.539)
Baixa e transferência - outros ativos	(7.629)	-	(7.629)
Saldo em 31/12/2017	783.400	174.710	958.110
Custo histórico	2.046.634	174.710	2.221.344
Amortização acumulada	(1.263.234)	-	(1.263.234)

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização” (nota 25).

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No exercício de 2017 foram capitalizados R\$ 3.585 (R\$ 1.790 no exercício de 2016) a uma taxa média de 8,09% a.a. (nota 26).

Teste de redução ao valor recuperável

Para todos os exercícios apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

O resultado de tal avaliação para todos os exercícios apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Encargos de serviço do sistema	-	8.658
Suprimento de energia elétrica	338.527	334.357
Encargos de uso da rede elétrica	58.864	19.308
Materiais e serviços	81.146	68.722
Energia livre	38.824	35.314
Total	<u>517.360</u>	<u>466.360</u>

(14) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	<u>Saldo em 31/12/2016</u>	<u>Amortização principal</u>	<u>Encargos, atualização monetária e MTM</u>	<u>Varição cambial</u>	<u>Encargos pagos</u>	<u>Saldo em 31/12/2017</u>
Mensuradas ao custo						
Moeda nacional						
Investimento	271.636	(73.644)	18.665	-	(13.913)	202.745
Instituições financeiras	66.951	(44.000)	2.001	-	(24.952)	-
Total ao custo	338.587	(117.644)	20.666	-	(38.865)	202.745
Mensuradas ao valor justo						
Moeda estrangeira						
Instituições financeiras	992.584	(51.470)	25.944	38.662	(25.602)	980.117
Marcação a mercado	(5.231)	-	(6.337)	-	-	(11.568)
Total ao valor justo	987.352	(51.470)	19.607	38.662	(25.602)	968.550
Gastos com captação	(4.741)	-	1.384	-	-	(3.358)
Total	1.321.198	(169.114)	41.657	38.662	(64.467)	1.167.937

Mensuradas ao custo	Remuneração a.a	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016			Total		
				Circulante		Não Circulante	Circulante		Não Circulante			
				Encargos	Principal	Principal	Encargos	Principal	Encargos		Principal	
Moeda nacional												
BNDES												
FINEM IV	TJLP + 2,12% a 3,3% (a)	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	6	1.547	-	1.553	75	18.365	-	1.530	19.970
FINEM IV	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	28	3.918	8.162	12.108	38	3.918	-	12.079	16.035
FINEM IV	Pré fixado 8,0% (c)	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	2	561	47	610	4	561	-	608	1.173
FINEM V	TJLP + 2,06% a 3,08% (d)	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	108	14.716	14.716	29.540	159	14.559	-	29.118	43.836
FINEM V	Pré fixado 2,5% (e)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	37	6.865	26.889	33.791	45	6.865	-	33.754	40.664
FINEM V	Pré fixado 2,5% (f)	114 Parcelas mensais a partir de julho de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	2	395	1.547	1.944	2	395	-	1.942	2.339
FINEM VI	TJLP + 2,12% a 2,66% (g)	72 parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	192	12.619	41.012	53.823	236	12.484	-	53.058	65.778
FINEM VI	Pré fixado 6,0% (h)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	62	3.879	20.367	24.308	73	3.879	-	24.246	28.198
FINEM VI	SELIC + 2,62% a 2,66% (i)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	35	8.710	28.307	37.052	47	7.919	-	33.654	41.620
FINAME	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia	16	4.000	4.000	8.016	23	4.000	-	8.000	12.023
Instituições financeiras												
Banco do Brasil-capital de giro	104,9% do CDI (j)	2 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	-	-	-	-	5.738	11.000	17.213	33.000	66.951
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				488	57.210	145.047	202.745	6.440	83.945	17.213	230.989	338.587
Moeda estrangeira												
Instituições financeiras												
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (1)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	340	-	165.400	165.740	270	-	-	162.955	163.225
Sumitomo Mitsui	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (2) (k)	Parcela única em abril de 2018	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória	946	165.400	-	166.346	757	-	-	162.955	163.712
BNP Paribas	EURO + 1,6350% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.686	217.128	-	218.814	1.455	-	-	187.367	188.822
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (4)	02 Parcelas anuais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	993	-	206.750	207.743	792	-	-	203.694	204.486
Scotiabank	US\$ + 2,08% (5)	Parcela única em agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	-	460	53.775	-	-	54.235
Operação sindicalizada (*) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	US\$ + Libor 3 meses + 2,7% (6)	05 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	942	-	220.533	221.475	831	-	-	217.273	218.104
Marcação a mercado				-	519	(12.086)	(11.567)	-	(182)	-	(5.049)	(5.231)
Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo				4.907	383.047	580.596	968.550	4.565	53.593	-	928.195	987.352
Gastos com captação (*)				-	(199)	(3.159)	(3.358)	-	(331)	-	(4.410)	(4.741)
Total				5.395	440.058	722.484	1.167.937	11.004	137.207	17.213	1.155.774	1.321.198

Swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação da taxa de juros em reais, correspondendo a:

(1) 109,5% do CDI a.a. (2) 105,7% e 105,9% do CDI a.a. (3) 103,6% do CDI a.a. (4) 108,6% do CDI a.a. (5) 103,5% do CDI a.a. (6) 108,15% a 116% do CDI a.a.

(a) taxa efetiva 60,7% a 68,82% do CDI

(b) taxa efetiva 45,68% do CDI

(c) taxa efetiva 65,91% do CDI

(d) taxa efetiva 88,55% a 100,53% do CDI

(e) taxa efetiva 30,35% do CDI

(f) taxa efetiva 30,65% do CDI

(g) taxa efetiva 68,69% a 72,65% do CDI

(h) taxa efetiva 48,39% do CDI

(i) taxa efetiva 122,33% do CDI

(j) taxa efetiva 109,47% do CDI

(k) taxa efetiva 107,3% do CDI

(*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

(**) Operação sindicalizada - empréstimos financeiros em moeda estrangeira, tendo como contraparte um grupo de instituições financeiras.

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 968.550 (R\$ 987.352 em 31 de dezembro de 2016).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2017 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 11.567 (ganho de R\$ 5.231 em 31 de dezembro de 2016), deduzidos das perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 10.960 (ganho de R\$ 8.919 em 31 de dezembro de

2016), contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total líquido de R\$ 607 (ganho total de R\$ 14.150 em 31 de dezembro de 2016).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante, têm vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2019	410.540
2020	227.110
2021	76.465
2022	15.738
2023	3.774
2024	944
Subtotal	734.571
Marcação a mercado	(12.086)
Total	722.484

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos de conversão dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Variação acumulada		% da dívida	
	2017	2016	31/12/2017	31/12/2016
TJLP	7,00	7,50	7,27	9,81
CDI	6,89	13,63	82,92	79,80
Outros			9,81	10,39
			100,00	100,00

Pré-pagamento

Em 2017, foram liquidados antecipadamente R\$ 68.952 dos empréstimos com o Banco do Brasil, cujos vencimentos originais eram de julho de 2017 e julho de 2018.

Condições restritivas

Os contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas, contemplando cláusulas, que requerem da Companhia, de sua controladora CPFL Energia, a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais também devem ser atendidas durante todo o período contratual.

Especificamente para as dívidas com o BNDES relacionadas ao (i) FINEM da Companhia, em 2017 foram aditivados os respectivos contratos com a inclusão de novos covenants financeiros, adicionais aos anteriormente existentes, que devem ser apurados anualmente nas demonstrações financeiras da Companhia:

- (i) Manutenção, pela controladora CPFL Energia, dos seguintes índices:
 - Dívida líquida dividida pelo EBITDA – menor que 3,75;
 - Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28.
- (ii) Manutenção, pela State Grid Brazil Power (SGBP), dos seguintes índices:
 - Patrimônio líquido / Ativo Total superior a 0,30 (desconsiderando os efeitos do OCPC 01 (R1)).

Moeda estrangeira – Lei. N° 4.131 (BNP Paribas, Citibank, Sumitomo, Bank of Nova Scotia, HSBC, EDC e Bank of America Merrill Lynch) e operações sindicalizadas

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices

financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

A definição de EBITDA, para fins de apuração de *covenants*, a garantidora CPFL Energia leva em consideração a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia suas controladas diretas e indiretas, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar inadimplência (*cross default*) dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que todas as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

(15) DEBÊNTURES

	Saldo em		Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e MTM	Encargos pagos	Saldo em	
	31/12/2016	31/12/2017						
Debentures	366.301		306.000	(66.000)	53.415	(54.825)	604.891	
Gastos com emissão	(655)		(2.563)	-	591	-	(2.627)	
Total	365.646		303.437	(66.000)	54.006	(54.825)	602.264	

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016			Total	
						Circulante		Não circulante	Circulante		Não circulante		
						Encargos	Principal	Principal	Encargos	Principal	Principal		
6ª Emissão													
Série única	110	CDI + 0,8% (1)	CDI + 0,91%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia	1.950	-	44.000	45.950	7.846	33.000	77.000	117.846
7ª Emissão													
Série única	23.500	CDI + 0,83% (1)	CDI + 0,85%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia	7.973	58.750	176.250	242.973	13.455	-	235.000	248.455
8ª Emissão													
2ª Série	246.000	109,5% CDI	109,5% CDI	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2021	Fiança da CPFL Energia	7.669	-	246.000	253.669	-	-	-	-
1ª Série	60.000	IPCA + 5,2901%	IPCA + 5,2901%	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2023	Fiança da CPFL Energia	1.174	-	61.125	62.299	-	-	-	-
Gastos com emissão (*)						-	(108)	(2.519)	(2.627)	-	(80)	(575)	(655)
Total						18.767	58.642	524.855	602.264	21.301	32.920	311.425	365.646

(1) A Companhia possui swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a 107,85% a 107,88% do CDI.
 (*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2019	101.548
2020	58.158
2021	181.248
2022	122.860
2023	30.490
2024	30.550
Total	<u>524.855</u>

Adições no exercício:

8ª emissão

Em 2017, foram subscritas e integralizadas 306.000 debêntures, nominativas e escriturais, sendo 60.000 debêntures da primeira série e 246.000 debêntures da segunda série, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 306.000 (R\$ 303.437 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos serão destinados: (i) primeira série: para a implementação e desenvolvimento de projetos de investimento em subestações e linhas de transmissão; e (ii) segunda série: para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Pré-pagamento

Em 2017, foram liquidados da 6ª emissão de debêntures no montante de R\$ 67.610, cujos vencimentos originais eram julho de 2017 e julho de 2018.

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam, cláusulas que requerem da garantidora (controladora CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração. Os índices financeiros são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, para fins de apuração de *covenants*, a garantidora CPFL Energia leva em consideração a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

As debêntures estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora ou da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia e suas controladas diretas e indiretas, bem como empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e da controladora CPFL Energia monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

(16) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

A Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados conforme abaixo:

16.1 – Características

A Companhia, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da Companhia), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 2 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - “SPC”, aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um “Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS”, e um “Plano de Benefícios Misto”, com as seguintes características:

- (i) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”) na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- (ii) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a Companhia e os participantes.
- (iii) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

Adicionalmente, para os gestores da Companhia há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

16.2 – Movimentações dos planos de benefício definido

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.247.462	1.202.596
Valor justo dos ativos do plano	(1.105.738)	(1.062.638)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>141.724</u>	<u>139.958</u>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	<u>Passivo</u>	<u>Ativo</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	961.329	(951.021)
Custo do serviço corrente bruto	3.242	-
Rendimento esperado no ano	-	(115.607)
Juros sobre obrigação atuarial	121.158	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.020	(2.020)
Contribuições de patrocinadoras	-	(13.405)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(59.390)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	193.652	-
Benefícios pagos no ano	(78.805)	78.805
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	1.202.596	(1.062.638)
Custo do serviço corrente bruto	3.153	-
Rendimento esperado no ano	-	(113.470)
Juros sobre obrigação atuarial	127.561	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.044	(2.044)
Contribuições de patrocinadoras	-	(17.296)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	5.076
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	328	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(3.586)	-
Benefícios pagos no ano	(84.634)	84.634
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2017	1.247.462	(1.105.738)

16.3 Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Passivo atuarial líquido no início do exercício	139.958	10.308
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	17.244	8.791
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(17.296)	(13.404)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	328	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(3.586)	193.652
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	5.076	(59.390)
Passivo atuarial líquido no final do exercício	141.724	139.958
Outras contribuições	637	133
Total	142.361	140.091
Circulante	14.015	6.437
Não circulante	128.346	133.653

16.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2018 estão estimadas no montante de R\$ 28.792.

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação CESP nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<u>Ano de pagamento</u>	
2018	84.231
2019	88.618
2020	92.230
2021	96.650
2022 a 2027	667.185
Total	1.028.914

Em 31 de dezembro de 2017, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 10,8 anos.

16.5 Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada:

A estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2018 e as despesas

reconhecidas em 2017 e 2016, são como segue:

	2018	2017	2016
	Estimadas	Realizadas	Realizadas
Custo do serviço	4.365	3.153	3.242
Juros sobre obrigações atuariais	114.628	127.561	121.158
Rendimento esperado dos ativos do plano	(102.621)	(113.470)	(115.608)
Total da despesa (receita)	16.372	17.244	8.791

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	31/12/2017	31/12/2016
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,39% a.a.	7,00% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012	ExpR_2012*
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano

* Experiência FUNCESP, agravada em 40%.

16.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2017 e 2016, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2018, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2017.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2017	2016	2017	2016
Renda fixa	80%	83%	0%	0%
Títulos públicos federais	49%	56%	0%	0%
Títulos privados (instituições financeiras)	7%	10%	0%	0%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	2%	1%	0%	0%
Outros investimentos de renda fixa	22%	15%	0%	0%
Renda variável	14%	12%	0%	0%
Ações da CPFL Energia	0%	6%	0%	0%
Fundos de investimento em ações	14%	7%	0%	0%
Investimentos estruturados	3%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	3%	1%	0%	0%
Imóveis	0%	0%	2%	2%
Operações com participantes	0%	0%	2%	2%
	97%	97%	3%	3%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano. O valor justo das ações apresentadas na linha "Ações da controladora CPFL Energia" nos ativos gerenciados pela Fundação CESP foi de R\$ 63.920 em 31 de dezembro de 2016.

	<u>Meta 2018</u>
Renda fixa	75,41%
Renda variável	17,11%
Imóveis	1,46%
Empréstimos e financiamentos	1,61%
Investimentos estruturados	2,70%
Investimentos no exterior	1,71%
	<u>100,00%</u>

A meta de alocação para 2018 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP efetuada ao final de 2017 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2018, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. A Fundação CESP realiza estudos de Asset Liability Management (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos, ou "ALM") no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. O estudo de ALM representa também importante ferramenta para a gestão do risco de liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada por ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

16.7 Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

- Se a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 34.637 (aumento de R\$ 33.051).
- Se a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 21.195 (aumento de R\$ 21.786).

16.8 Risco de investimento

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, o qual inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela Companhia. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação CESP o que ocorre ao menos trimestralmente.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada, exigida pela legislação, a Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e

Renda Variável, as seguintes ferramentas: VaR, Tracking Risk, Tracking Error e Stress Test.

A Política de Investimentos da Fundação CESP impõe restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	302	335
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	57.149	68.210
Bandeiras tarifárias e outros	<u>53.779</u>	<u>304</u>
Total	<u>111.230</u>	<u>68.849</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2017 no montante de R\$ 30.584 (R\$ 37.484 em 31 de dezembro de 2016), (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 10.701 (R\$ 10.068 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) quota destinada à devolução do aporte da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“conta ACR”) do período de fevereiro a dezembro de 2014, no montante de R\$ 15.864 (R\$ 20.658 em 31 de dezembro de 2016). Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber – CDE (nota 11) no valor de R\$ R\$ 64.211.

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (nota 23.4)

(18) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	907	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	607	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	<u>1.514</u>	<u>-</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	115.711	90.642
Programa de integração social - PIS	5.474	3.381
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	25.212	15.574
Outros	<u>4.268</u>	<u>4.717</u>
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>150.664</u>	<u>114.314</u>
Total	<u>152.178</u>	<u>114.314</u>

(19) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	31/12/2017		31/12/2016	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	32.926	13.586	27.968	14.215
Cíveis	24.597	30.362	37.458	38.199
Fiscais				
Imposto de renda	147.100	158.276	139.957	150.439
Outras	32.089	7.179	22.241	6.324
	<u>179.189</u>	<u>165.455</u>	<u>162.198</u>	<u>156.763</u>
Outros	4.375	-	6.244	-
Total	<u><u>241.088</u></u>	<u><u>209.403</u></u>	<u><u>233.869</u></u>	<u><u>209.178</u></u>

A movimentação das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2016	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2017
Trabalhistas	27.968	23.095	(3.464)	(17.564)	2.892	32.926
Cíveis	37.458	16.907	(3.648)	(28.427)	2.307	24.597
Fiscais	162.198	7.654	(84)	(64)	9.484	179.189
Outros	6.244	1.045	-	(3.478)	564	4.375
Total	<u><u>233.869</u></u>	<u><u>48.701</u></u>	<u><u>(7.198)</u></u>	<u><u>(49.532)</u></u>	<u><u>15.247</u></u>	<u><u>241.088</u></u>

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

a. **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).

b. **Cíveis:**

Danos pessoais - Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

Majoração tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".

c. **Fiscais:**

Imposto de renda – A Companhia mantém provisão de R\$ 147.100 (R\$ 139.957 em 31 de dezembro de 2016 referente a ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ).

Fiscais outras - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS e SAT.

A rubrica de outros são principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, ou seja, é mais provável do que não (*"more likely than not"*) de que não haja desembolso para estes casos devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2017 e 2016 estavam assim representadas:

	31/12/2017	31/12/2016	Principais causas
Trabalhistas	76.965	68.204	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	121.742	84.367	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	467.045	393.869	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatórias	3.613	7.020	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	669.365	553.459	

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR") pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja decisão definitiva publicada pelo STF, continua válido o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR"), o qual tem sido reconhecido pelo TST em decisões recentes. Desta forma, a Administração da Companhia considera como possível o risco de eventuais perdas, e, em função do assunto ainda demandar definição por parte do Judiciário, não é possível estimar com razoável segurança os montantes envolvidos. Adicionalmente, de acordo com a Lei n.º 13.467 de 11 de novembro de 2017, a TR é o índice de correção da Justiça do Trabalho a partir da vigência da norma.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

(20) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores e concessionárias	15.504	10.202	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	36.732	51.693	13.953	1.489
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	21.983	14.175	7.294	6.938
EPE / FNDCT / PROCEL	3.367	2.450	-	-
Fundo de reversão	-	-	13.987	13.987
Adiantamentos	1.584	1.477	139	203
Descontos tarifários - CDE	5.479	-	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	219	992	-	-
Folha de pagamento	2.151	2.765	-	-
Participação nos lucros	8.246	6.031	1.395	872
Convênios de arrecadação	12.491	11.987	-	-
Outros	3.079	1.973	-	-
Total	110.834	103.745	36.768	23.490

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

Programas de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento: A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

Fundo de reversão: Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do poder concedente.

Adiantamentos: Referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

Descontos tarifários – CDE: Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

Juros sobre empréstimos compulsórios: Referem-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

Participação nos lucros: Em conformidade com o acordo coletivo de trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

Convênios de arrecadação - Referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 2016 está assim distribuída:

31/12/2017 - Quantidade de ações			
Acionistas	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	53.096.770.180	53.096.770.180	100,00
Total	53.096.770.180	53.096.770.180	100,00

31/12/2016 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00
Total	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00

21.1 - Aumento de capital

Através da AGO/E de 4 de abril de 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 4.588, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado em 2016 sem emissão de novas ações.

21.2 – Recomposição da reserva estatutária

Na AGO/E de 04 de abril de 2017 foi aprovada a recomposição, com absorção parcial, da reserva estatutária no montante de R\$ 12.164, para compensar o prejuízo acumulado apurado no segundo semestre de 2016. Foi aprovada também a retificação do valor do dividendo no mesmo montante.

21.3 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao “Benefício Fiscal do Intangível Incorporado” oriundo da incorporação da antiga controladora DRAFT I Participações S/A, conforme mencionado na nota 9.2.

21.4 – Reserva de lucros

É composta por:

- (i) Reserva legal, no montante de R\$ 7.604;
- (ii) Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão – A Companhia registra o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e sua realização se dará pela baixa do ativo financeiro da concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária ou no momento da indenização (ao final da concessão). Desta forma, a Companhia tem constituído reserva estatutária – ativo financeiro da concessão sobre estes montantes, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/76, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 200.310 (R\$ 173.644 em 31 de dezembro de 2016).

21.5 – Resultado abrangente acumulado

Composto pela entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 115.138 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

21.6 – Distribuição de Dividendo e Juros Sobre Capital Próprio (“JCP”)

Na AGO/E de 4 de abril de 2017 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2016, através de (i) declaração de dividendo intermediário declarado em junho de 2016 no montante de R\$ 72.080. Este valor foi retificado na AGO/E de 4 de abril de 2017 e o valor passou para R\$ 59.916.

Conforme previsto em Estatuto Social da Companhia e com base nos resultados do primeiro semestre de 2017, a Administração da Companhia aprovou, em 4 de setembro de 2017, a declaração de dividendos, no montante de R\$ 52.722 sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,950795647 e para cada lote de mil ações preferenciais o valor de R\$ 1,045875212.

No exercício de 2017, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 112.638 referente a dividendos.

21.7 – Destinação do lucro líquido do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de:

- a) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 33.464 (R\$ 28.445 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,630250424 (R\$ 0,535712860 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2017.

Lucro líquido do exercício	152.080
Reserva legal	(7.604)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(14.501)
Dividendo intermediário	(52.722)
Juros sobre capital próprio proposto	(33.464)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(43.789)

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 43.789 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

(22) LUCRO POR AÇÃO

22.1 - Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2017 e 2016 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os exercícios apresentados:

	2017	2016
Numerador		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas controladores	152.080	68.114
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias (mil)	29.950.843	29.564.003
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais (mil)	23.145.928	23.532.768
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	2,74	1,23
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	3,02	1,35

Alteração na quantidade de ações – A média ponderada das ações ordinárias e preferenciais para o exercício de 2017 apresentado, considera a alteração no estatuto social da Companhia que efetuou a conversão do total das ações preferenciais em ordinárias a partir de 26 de dezembro de 2017 (nota 3.3).

Nos exercícios de 2017 e 2016 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2017	2016 (*)	2017	2016	2017	2016
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	1.612.281	1.585.420	3.864	3.762	2.264.464	2.557.073
Industrial	6.368	6.482	1.245	1.740	614.837	1.001.351
Comercial	82.764	84.063	1.816	2.059	967.100	1.254.547
Rural	7.241	7.207	104	102	37.715	42.976
Poderes públicos	8.145	8.352	219	218	110.751	127.841
Iluminação pública	2.127	2.053	326	323	109.072	119.654
Serviço público	1.180	1.171	224	271	98.410	138.595
Fornecimento faturado	1.720.106	1.694.748	7.798	8.475	4.202.349	5.242.037
Consumo próprio	139	132	5	5	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(1.900)	(39.216)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(1.503.134)	(2.050.473)
Fornecimento de energia elétrica	1.720.245	1.694.880	7.803	8.480	2.697.315	3.152.348
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			118	114	21.602	18.229
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(2.982)	(1.944)
Energia elétrica de curto prazo			2.293	1.856	686.685	195.303
Suprimento de energia elétrica			2.411	1.970	705.305	211.588
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					1.506.116	2.052.416
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					431.209	505.998
Receita de construção da infraestrutura de concessão					277.861	203.463
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					532.712	(715.004)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					21.971	4.623
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares					159.081	256.612
Outras receitas e rendas					70.490	69.662
Outras receitas operacionais					2.999.440	2.377.770
Total da receita operacional bruta					6.402.060	5.741.707
Deduções da receita operacional						
ICMS					(889.876)	(1.100.506)
PIS					(100.969)	(91.541)
COFINS					(465.069)	(421.643)
ISS					(90)	(97)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(690.560)	(831.066)
Programa de P & D e eficiência energética					(36.975)	(29.247)
PROINFA					(57.763)	(35.189)
Bandeiras tarifárias e outros					(159.512)	(95.773)
Outros					(3.924)	(3.885)
					(2.404.737)	(2.608.947)
Receita operacional líquida					3.997.322	3.132.760

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

23.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de maio de 2015, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como passivos financeiros setoriais e em obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

23.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III

Em 17 de outubro de 2017, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2017 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em 7,69%, sendo 6,33% relativos ao reajuste econômico e 1,37% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2016). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 17,28% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado ao RTA ocorrido em outubro de 2016. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2017 a 22 de outubro de 2018.

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). O efeito médio percebido pelos consumidores foi negativo de -6,8% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente em abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos.

Em 18 de outubro de 2016, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2016 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em -12,54%, sendo -5,35% relativos ao reajuste econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2015). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -24,21% (conforme divulgado na Resolução Homologatória, quando comparado à Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) ocorrida em outubro de 2015. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2016 a 22 de outubro de 2017.

23.3 – Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2017, foi registrada receita de R\$ 159.081 (R\$ 256.612 em 2016), sendo (i) R\$ 9.333 (R\$ 12.733 em 2016) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 102.245 (R\$ 90.332 em 2016) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 47.503 (R\$ 153.547 em 2016) de desconto tarifário – liminares. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11).

23.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode 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. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,00 e R\$ 3,00 e R\$ 5,00 (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados conforme decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

No exercício de 2017 a Companhia faturou dos seus consumidores o montante de R\$ 159.512 (R\$ 95.773 em 2016) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”.

Em 2017, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de dezembro de 2016 a outubro de 2017. O montante faturado homologado nesse período foi de R\$ 110.563, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”. Deste montante R\$ 89.349 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 21.214 foram repassados para a conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (“CCRBT”). O montante de R\$ 53.779, referente a Bandeira Tarifária faturada em novembro e dezembro de 2017 e não homologado, está registrado em taxas regulamentares (nota 17).

23.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio das REH nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, alterada pela REH nº 2.204 de 07 de março de 2017, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2017. Essas quotas contemplam: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da REH nº 2004, de 15 de dezembro de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, cujos valores foram atualizados pela REH nº 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de outubro de 2017 a setembro de 2018.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2017	2016	2017	2016
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.290	2.305	457.071	445.761
PROINFRA	201	224	40.329	86.068
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	9.076	9.210	2.391.069	1.566.950
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(267.183)	(194.137)
Subtotal	11.567	11.739	2.621.286	1.904.642
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			238.778	168.593
Encargos de transporte de Itaipu			31.102	11.696
Encargos de conexão			17.831	15.214
Encargos de uso do sistema de distribuição			17.706	13.637
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER			(77.188)	78.504
Encargos de energia de reserva - EER			-	23.301
Crédito de PIS e COFINS			(21.111)	(28.762)
Subtotal			207.117	282.182
Total			2.828.403	2.186.823

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Despesas Operacionais			Total		
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	Gerais e administrativas	Outros		2017	2016	
							2017	2016	2017	2016		
Pessoal	100.078	91.183	-	-	24.465	23.099	40.711	32.988	-	-	165.254	147.269
Entidade de previdência privada	17.244	8.791	-	-	-	-	-	-	-	-	17.244	8.791
Material	19.856	16.020	130	134	432	1.155	2.349	902	-	-	22.568	18.210
Serviços de terceiros	47.437	32.007	224	291	45.811	39.423	48.837	50.166	-	-	140.110	121.896
Amortização	79.205	74.748	-	-	593	474	16.539	17.439	-	-	96.338	92.661
Custos com construção da infraestrutura	-	-	277.861	203.463	-	-	-	-	-	-	277.861	203.463
Outros	3.410	1.309	(2)	(3)	57.888	72.759	53.116	44.898	9.688	10.259	124.098	129.221
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	13.581	12.881	-	-	-	-	13.581	12.881
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	44.017	59.516	-	-	-	-	44.017	59.516
Arendamentos e aluguéis	-	-	-	-	-	-	4.532	4.215	-	-	4.532	4.215
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	2.357	1.310	-	-	2.357	1.310
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	39.559	30.365	-	-	39.559	30.365
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	561	464	-	-	561	464
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	9.749	10.325	9.749	10.325
Outros	3.410	1.309	(2)	(3)	290	351	6.106	8.545	(61)	(66)	9.743	10.145
Total	267.030	224.058	278.213	203.884	128.989	136.908	159.552	146.393	9.688	10.259	843.472	771.502

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2017	2016
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	54.988	58.319
Acréscimos e multas moratórias	42.645	55.941
Atualização de créditos fiscais	1.159	2.727
Atualização de depósitos judiciais	10.920	15.343
Atualizações monetárias e cambiais	3.810	27.540
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	1.637	1.374
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(7.393)	(10.862)
Outros	9.908	9.630
Total	117.674	160.011
Despesas		
Encargos de dívidas	(102.855)	(112.381)
Atualizações monetárias e cambiais	(93.669)	(126.429)
(-) Juros capitalizados	3.585	1.790
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(11.430)	(6.457)
Outros	(13.931)	(23.412)
Total	(218.299)	(266.890)
Resultado financeiro	(100.626)	(106.879)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2017 e 2016 sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos de perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 38.623 no exercício de 2017 (R\$ 310.880 em 2016) (nota 30).

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2017, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influências significativas sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- b) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, da controladora e por um membro independente, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Companhia pagou em janeiro de 2017, faturas renegociadas de compra de energia com a CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó e CPFL Geração que tinham vencimento original de novembro a dezembro de 2016. A Companhia renegociou, para pagamento em janeiro de 2018, o vencimento original de novembro a dezembro de 2017 referente a faturas de compra de energia com as controladas em conjunto da CERAN e CPFL Geração.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2017, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 3.119 (R\$ 2.242 em 2016). Este valor é composto por R\$ 2.571 (R\$ 1.892 em 2016) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 40 (R\$ 49 em 2016) de benefícios pós-emprego e R\$ 508 (R\$ 301 em 2016) de Outros Benefícios de Longo Prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China), referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia são como seguem:

<u>Empresas</u>	<u>Passivo</u>	<u>Despesa/custo</u>
	<u>31/12/2017</u>	<u>2017</u>
<u>Encargos - Rede básica</u>		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	189	14.029

As informações comparativas abaixo referem-se ao período em que os acionistas controladores indiretos eram aqueles anteriores à mudança de controle para a State Grid Corporation of China.

	Ativo	Passivo	Receita	Despesa/custo
	31/12/2016	31/12/2016	2016	2016
Empresas				
Saldo bancário e aplicação financeira				
Banco do Brasil S.A.	1.281	-	-	-
Empréstimos e financiamentos (*), Debêntures (*) e Derivativos (*)				
Banco do Brasil S.A.	-	344.332	-	46.449
Banco BNP Paribas Brasil S.A.	3.759	-	-	49.277
Outras operações financeiras				
Banco do Brasil S.A.	-	247	69	1.199
Intangível, materiais e prestação de serviço				
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	2
Cia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	2	-	9	2
Concessionária de Rodovias do Oeste de São Paulo – ViaOeste S.A.	-	-	-	6
Concessionária do Sistema Anhanguera-Bandeirantes S.A.	86	-	-	-
Oi Móvel S.A	-	-	-	89
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	1	-
TIM CELULAR S.A.	3	2	70	-
TOTVS S.A.	-	1	-	8
Compra e venda de energia e encargos				
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	8	-	262
Aliança Geração de Energia S.A	-	244	-	9.897
Arizona 1 Energia Renovável S.A	-	-	-	881
Baguari 1 Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	19
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	810
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	817
Calango 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	978
Calango 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	835
Calango 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	977
Calango 4 Energia Renovável S.A.	-	-	-	907
Calango 5 Energia Renovável S.A.	-	-	-	961
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	470	-	17.652
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	11
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	654
Norte Energia S.A.	-	1.398	-	17.479
Rio PCH I S.A.	-	45	-	1.810
SE Naranjinha S.A.	-	-	-	33
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	101	-	4.104

(*) Incluem os ajustes de marcação a mercado

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia S.A., são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016	2017	2016
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	99	73	209	3	-	-	(1.057)	(960)
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	1	-	-	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	695	537	557	533	-	-	(407)	790
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	26	-	-	-	-	(336)	(336)
Companhia Leste Paulista de Energia (*)	-	7	-	-	-	-	(96)	(96)
Companhia Sul Paulista de Energia (*)	-	10	-	2	-	-	(127)	(127)
Companhia Jaguarí de Energia	80	8	12	8	-	-	(102)	28
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	5	-	-	-	-	(65)	(65)
Rio Grande Energia S.A.	226	169	14	7	-	-	(2.486)	(2.115)
CPFL Geração de Energia S.A.	78	73	37	17	-	-	(924)	(797)
CPFL Energia S.A.	71	69	-	-	-	-	(1.106)	(971)
CPFL Renováveis - Consolidado	-	16	-	16	-	-	(20)	(23)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	58	26	5	4	-	-	(424)	(372)
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	1	-	-	-	-	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	3	5	1	-	-	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	(14)	(32)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Arrendamento e aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	866	807
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	138	68	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	47	-	-	392	744	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	6	6	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	72.080	-	-	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	76.440	30.163	12.817	2.147	10	27	20.255	17.042
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	812	667	-	-	8.817	7.576
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	705	767	-	-	8.448	7.579
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	139
CPFL Telecom S.A.	2	2	-	-	-	-	16.472	114
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	785	739	-	-	10.383	10.283
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Paulista de Força e Luz	18	14	1.596	1.127	-	-	17.697	13.628
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	17.501	17.564	-	-	67.508	63.196
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3	3	-	-	34	32
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	8.271	5.278	-	-	64.340	42.628
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	85	83	-	-	894	834
Campos Novos Energia S.A.	-	-	17.600	26.818	-	-	107.086	106.927
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	13.334	8.744	-	-	53.428	49.931
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	11.359	11.474	-	-	131.439	122.778
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	957	1.340	-	-	12.187	13.921
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	29	32
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	10	-
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	23	14	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	503	-

(*) Os saldos de ativo e passivo e as operações de resultado realizadas após 31/10/2017, estão apresentadas na Companhia Jaguarí de Energia em função da incorporação dessas empresas pela Companhia Jaguarí de Energia.

(28) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades.

As principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2017	31/12/2016 (*)
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	480.149	452.896
Transporte	Transporte nacional	44.893	84.200
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	19.140	23.740
Automóveis	Cobertura compreensiva	685	811
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	21.795	20.946
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	158.000	180.000
Total		759.662	782.592

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as

empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério de rateio.

(29) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe a este fórum, tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

Ao Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais a Companhia está exposta bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da Companhia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos na Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 30. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco quanto à escassez de energia: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) permitiram a geração de energia ao longo de 2017 sem riscos de abastecimento, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à entrada em operação de novas unidades geradoras hidrelétricas na região Norte e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia utiliza-se de sistema de *software* (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(30) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente materialmente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2017	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	354.082	354.082
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	20.377	20.377
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	168.582	168.582
Ativo financeiro da concessão	10	(b)	(2)	Nível 3	968.375	968.375
					1.511.416	1.511.416
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(c)	(1)	Nível 2 (***)	201.960	183.583
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14 (**)	(a)	(2)	Nível 2	965.977	965.977
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (***)	602.264	599.175
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	19.753	19.753
					1.789.954	1.768.488

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 6.337 em 2017 (uma perda de R\$ 52.122 em 2016).

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1)

Legenda

Categoria:

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Disponível para venda
- (c) - Outros passivos financeiros

Mensuração:

- (1) - Mensurado ao custo amortizado
- (2) - Mensurado ao valor justo

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - CDE, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias, (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, (vii) convênios de arrecadação, (viii) descontos tarifários – CDE, (ix) coligadas, controladas e controladora, (x) passivo financeiro setorial e (xi) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2017 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Em função da Companhia ter classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como disponível para

venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do exercício de R\$ 24.957 (R\$ 8.259 em 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 10.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos (2)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Vencimento final	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos					
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo:								
Hedge variação cambial:								
Citibank	45.457	-	45.457	47.966	(2.509)	dólar	03/2019	117.250
Bradesco	27.046	-	27.046	27.257	(211)	dólar	04/2018	55.138
J.P. Morgan	27.050	-	27.050	27.259	(209)	dólar	04/2018	55.138
Citibank	30.880	-	30.880	35.979	(5.099)	dólar	01/2020	169.838
BNP Paribas	37.212	-	37.212	36.649	563	euro	01/2018	175.714
Bradesco	-	(5.163)	(5.163)	(4.068)	(1.095)	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(4.805)	(4.805)	(4.055)	(750)	dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.971)	(4.971)	(4.062)	(910)	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(2.339)	(2.339)	(2.035)	(304)	dólar	05/2021	29.516
Citibank	-	(2.474)	(2.474)	(2.040)	(434)	dólar	05/2021	29.516
Subtotal	167.645	(19.753)	147.891	158.850	(10.960)			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo:								
Hedge variação de taxa de juros (1)								
Votorantin	536	-	536	122	414	CDI	02/2021	135.000
Santander	402	-	402	91	310	CDI	02/2021	100.000
Subtotal	938	-	938	213	724			
	168.582	(19.753)	148.829	159.064	(10.235)			
Circulante	92.245	-						
Não circulante	76.337	(19.753)						
Total	168.582	(19.753)						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas vide nota 14 e 15.

(1) Os *swaps* para *hedge* de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre a amortização da dívida.

(2) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida original contratada.

	Saldo em 31/12/2016	Atualização monetária e cambial e MTM	Liquidação	Saldo em 31/12/2017
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	101.997	(19.799)	76.652	158.850
Para dívidas não designadas a valor justo	(335)	174	374	213
Marcação a mercado (*)	8.764	(18.999)	-	(10.235)
	110.426	(38.624)	77.026	148.829

(*) Os efeitos no resultado de 2017 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 19.878 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) ganho de R\$ 879 para as dívidas não designadas a valor justo.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e

variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2017 e 2016, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
	2017	2016
Varição de taxas de juros	175	(661)
Varição cambial	(19.799)	(358.412)
Marcação a mercado	(18.999)	48.193
	(38.623)	(310.880)

c) Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, IPCA, SELIC e TJLP), conforme demonstrado:

c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2017 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(749.736)		(33.883)	162.022	357.926
Derivativos - swap plain vanilla	757.607		34.239	(163.723)	(361.684)
	7.871	baixa dolar	356	(1.701)	(3.758)
Instrumentos financeiros passivos	(218.814)		(14.978)	43.470	101.918
Derivativos - swap plain vanilla	219.694		15.038	(43.645)	(102.328)
	880	baixa euro	60	(175)	(410)
Total	8.751		416	(1.876)	(4.168)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2017 foi de R\$ 3,31 para o dólar e R\$ 3,97 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada R\$ 3,46 e R\$ 4,24, e a depreciação cambial de 4,52% e 6,85%, do dólar e do euro respectivamente de 31 de dezembro de 2017.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro ser um ativo, o risco é baixa do dólar e do euro e portanto o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

c.2) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2017 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 6,89% a.a.; TJLP 7,00% a.a.; IPCA 2,76% a.a., e SELIC 9,70% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 49.811 (despesa de CDI R\$ 72.799, TJLP R\$ 5.944 e receita com SELIC R\$ 3.924 e IPCA R\$ 25.008). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Cenário provável (a)	Redução (aumento)	
				Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	314.485		(252)	5.103	10.457
Instrumentos financeiros passivos	(542.592)		434	(8.804)	(18.041)
Derivativos - swap plain vanilla	(828.472)		663	(13.442)	(27.547)
	(1.056.579)	alta CDI	845	(17.143)	(35.131)
Instrumentos financeiros passivos	(84.916)	alta TJLP	212	(1.221)	(2.654)
Instrumentos financeiros passivos	(62.299)		(692)	(89)	514
Ativo financeiro da concessão	968.375		10.749	1.380	(7.989)
	906.076	baixa IPCA	10.057	1.291	(7.475)
Ativos e passivos financeiros setoriais	77.503		(2.201)	(3.530)	(4.859)
Instrumentos financeiros passivos	(37.052)		1.052	1.688	2.323
	40.451	baixa SELIC	(1.149)	(1.842)	(2.536)
Total	(194.968)		9.965	(18.915)	(47.796)

(a) Os índices de CDI, TJLP, IPCA e SELIC considerados de: 6,81%, 6,75%, 3,87% e 6,86% respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

d) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2017, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2017	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de Juros	Menos de 1 mês	1.3 meses	3 meses a 1 ano	1.3 anos	4.5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		516.383	977	-	-	-	-	517.360
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	6,58%	230.408	16.735	250.625	692.323	95.146	5.039	1.290.276
Derivativos	30		-	126	867	1.912	19.939	-	22.844
Debêntures - principal e encargos	15	7,77%	2.237	80.900	20.213	236.178	342.860	67.351	749.739
Taxas regulamentares	17		111.230	-	-	-	-	-	111.230
Outros	20		6.800	21.944	2.617	-	-	13.987	45.349
Consumidores e concessionárias			6.800	8.703	-	-	-	-	15.504
EPE / FNDCT / PROCEL			-	750	2.617	-	-	-	3.367
Convênio de amecação			-	12.491	-	-	-	-	12.491
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	13.987	13.987
Total			867.058	120.682	274.322	930.413	457.945	86.377	2.736.798

e) Risco de crédito

Caixa, equivalentes de caixa e derivativos são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* AA-.

O risco de crédito nas operações de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias é decorrente da exposição a perdas financeiras resultantes do descumprimento de obrigações financeiras pelas contrapartes. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

(31) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2017	Duração	Menos de 1 ano	1.3 anos	4.5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 11 anos	1.877.135	3.701.265	3.813.966	9.404.710	18.797.076
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	436.589	855.920	832.401	2.305.347	4.430.257
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	498.053	993.898	1.175.809	3.133.777	5.801.537
Projetos de construção de Subestação	até 1 ano	4.941	-	-	-	4.941
Arrendamentos e aluguéis	até 4 anos	1.425	1.050	30	-	2.505
Total		2.818.143	5.552.133	5.822.206	14.843.834	29.036.316

(32) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2017, um valor de R\$ 3.585 (R\$ 1.790 em 2016) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição. (nota 26)

(33) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

33.1 – Emissão de debêntures

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a nona emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 215.000. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

Foram emitidas 215.000 debêntures, a data da emissão das Debêntures ocorreu em 15 de janeiro de 2018 e vencimento em janeiro de 2021. Os juros serão pagos semestralmente a partir de julho de 2018, ao custo de CDI + 0,48%.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

WILSON ROBERTO PEREIRA
Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Administrativo

ROBERTO SARTORI
Diretor Comercial

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor Operações

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6

LIDIA TACHIBANA HIRAIDE
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP154.108/O-7



KPMG Auditores Independentes
Avenida Coronel Silva Telles, nº 977, 10º andar - Dahruj Tower
13024-001 - Campinas/SP - Brasil
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil
Telefone +55 (19) 3198-6000, Fax +55 (19) 3198-6001
www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros e Acionistas da Companhia Piratininga de Força e Luz
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Piratininga de Força e Luz (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Piratininga de Força e Luz em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



(a) Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada
(Consulte as notas explicativas 3.9 e 23 às demonstrações financeiras)

A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que em alguns casos se sucedem ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada envolve especificidades atreladas ao processo, que leva em consideração dados históricos, parametrização de sistemas, além de julgamentos por parte da Companhia acerca da estimativa de consumo por parte dos consumidores. Devido à relevância dos valores e do julgamento envolvido que podem impactar o valor das receitas nas demonstrações financeiras consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Companhia e efetuamos teste de valorização da receita de energia distribuída e não faturada, por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia, com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

(b) Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos
(Consulte as notas explicativas 3.10 e 9 às demonstrações financeiras)

As demonstrações financeiras incluem o montante de R\$ 19.377 mil, relativos a créditos tributários sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias, cuja realização está suportada por estimativas de rentabilidade futura preparadas pela Companhia com base em seu julgamento e suportadas em seu plano de negócios. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas dos lucros tributáveis futuros, que são a base para reconhecimento do valor recuperável dos créditos tributários e ao fato de qualquer mudança nas metodologias e premissas para a determinação dessas estimativas poder impactar de forma relevante o valor desses ativos e, conseqüentemente, as demonstrações financeiras como um todo, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados com a preparação e revisão do plano de negócios, orçamento, estudos técnicos e análises quanto à probabilidade da existência de lucros tributáveis futuros. Adicionalmente, com o suporte de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos a razoabilidade e consistência dos dados e premissas e das metodologias



utilizadas pela Companhia, especialmente as relativas à projeção de lucros tributáveis futuros. Isso incluiu a comparação dessas premissas com dados obtidos de fontes externas, como o crescimento econômico projetado, volume e preço de venda de energia, continuidade das operações, gastos para reparação dos equipamentos, a inflação de custos e as taxas de desconto. Com o apoio dos nossos especialistas da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos e o estudo de capacidade de realização dos ativos fiscais diferidos. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo dos ativos fiscais diferidos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício comparativo

Os valores correspondentes relativos ao balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado (informação suplementar), referentes ao exercício findo nessa data, apresentados para fins de comparação, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório sem modificação, datado de 13 de março de 2017.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

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

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

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.



Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório



de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manterem em continuidade operacional.

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

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

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 20 de março de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP027612/O-4

Marcio José dos Santos
Contador CRC 1SP252906/O-0

Demonstrações Contábeis Regulatórias

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Balço Patrimonial em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
Ativo			
Ativo Circulante		1.637.752	1.887.348
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	374.459	783.818
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	633.668	541.572
Serviços em Curso		34.138	38.887
Tributos Compensáveis	7	27.900	36.247
Depósitos Judiciais e Cauções	17	-	3.310
Almoxarifado Operacional		2.599	2.104
Investimentos Temporários		790	-
Ativos Financeiros Setoriais	8	410.512	421.252
Despesas Pagas Antecipadamente		11.764	10.729
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	92.245	-
Outros Ativos Circulantes	10	49.678	49.429
Ativo Não Circulante		3.587.593	3.016.676
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	13.917	13.504
Tributos Compensáveis	7	19.498	19.179
Depósitos Judiciais e Cauções	17	209.403	213.785
Investimentos Temporários		6.583	-
Ativos Financeiros Setoriais	8	580.441	71.464
Despesas Pagas Antecipadamente		1.355	1.717
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	76.337	130.940
Outros Ativos Não Circulantes	10	678	-
Imobilizado	11	2.573.489	2.459.739
Intangível	11	105.892	106.350
Total do Ativo		5.225.346	4.904.024

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Balço Patrimonial em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
Passivo			
Passivo Circulante		1.891.257	1.736.226
Fornecedores	12	517.360	466.360
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	522.862	202.432
Obrigações Sociais e Trabalhistas		25.942	24.653
Benefício Pós-Emprego	14	14.015	6.437
Tributos	16	152.178	114.314
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	20	-	72.080
Encargos Setoriais	15	173.312	137.167
Passivos Financeiros Setoriais	8	447.234	681.894
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	-	4.257
Outros Passivos Circulantes	18	38.355	26.631
Passivo Não Circulante		2.795.100	2.691.325
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	1.247.339	1.484.412
Benefício Pós-Emprego	14	128.346	133.653
Provisão para Litígios	17	241.088	233.869
Encargos Setoriais	15	21.247	8.427
Tributos Diferidos	9	20.769	9.868
Passivos Financeiros Setoriais	8	466.216	165.251
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	19.753	16.257
Outros Passivos Não Circulantes	18	15.521	15.063
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	634.820	624.525
Total do Passivo		4.686.357	4.427.552
Patrimônio Líquido			
Capital Social		240.144	235.556
Reservas de Capital		55.905	60.493
Outros Resultados Abrangentes		172.984	203.382
Reservas de Lucros		51.393	-
Lucros ou prejuízos Acumulados		(9.882)	(22.958)
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		28.445	-
Total do Patrimônio Líquido	20	538.989	476.473
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		5.225.346	4.904.024

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51
Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2017	2016
Receita / Ingresso	21	6.038.526	5.470.287
Fornecimento de Energia Elétrica		2.697.315	3.152.348
Suprimento de Energia Elétrica		18.620	16.285
Energia Elétrica de Curto Prazo		686.685	195.303
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		1.937.325	2.558.414
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		532.712	(715.004)
Serviços Cobráveis		6.788	6.329
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		159.081	256.612
Tributos		(1.456.004)	(1.613.787)
ICMS		(889.876)	(1.100.506)
PIS-PASEP		(100.969)	(91.541)
COFINS		(465.069)	(421.643)
ISS		(90)	(97)
Encargos - Parcela "A"		(948.733)	(995.160)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(18.487)	(14.623)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(18.487)	(14.623)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(690.560)	(831.066)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(3.924)	(3.885)
Outros Encargos		(217.275)	(130.962)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		3.633.788	2.861.340
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(2.828.403)	(2.186.823)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(2.621.286)	(1.904.642)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(207.117)	(282.182)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		805.384	674.517
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(549.914)	(468.575)
Pessoal e Administradores	23	(182.498)	(156.060)
Material		(22.568)	(18.210)
Serviços de Terceiros		(140.110)	(121.886)
Arrendamento e Aluguéis		(4.532)	(4.215)
Seguros		(756)	(784)
Doações, Contribuições e Subvenções		(561)	(464)
Provisões		(79.354)	(86.770)
(-) Recuperação de Despesas		4.372	4.710
Tributos		(2.877)	(2.454)
Depreciação e Amortização		(128.844)	(98.884)
Gastos Diversos		(34.353)	(31.616)
Outras Receitas Operacionais		66.443	65.572
Outras Despesas Operacionais		(24.277)	(17.514)
Resultado da Atividade		255.471	205.941
Resultado Financeiro	24	(100.626)	(112.338)
Receitas Financeiras		154.605	334.321
Despesas Financeiras		(255.230)	(446.659)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		154.845	93.603
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(48.949)	(41.298)
Resultado Líquido do Exercício		105.896	52.306
Atribuível aos Acionistas Controladores		105.896	52.306

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Demonstração do Resultado Abrangente para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Resultado Líquido do Exercício	105.896	52.306
Outros Resultados Abrangentes		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(1.199)	(109.625)
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(1.199)	(109.625)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>104.697</u>	<u>(57.319)</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	104.697	(57.319)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016**
(Valores expressos em milhares de reais)

	Resultado Abrangente Acumulado					Reserva de lucros		Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros resultados Abrangentes	Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro				
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	178.574	111.255	430.852	(4.314)	6.220	-	68.324	(11.707)	779.205	
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	52.306	52.306	
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(109.625)	-	-	-	-	(109.625)	
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(12.913)	-	-	-	-	12.913	-	
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	4.391	-	-	-	-	(4.391)	-	
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(105.008)	-	-	-	-	-	(105.008)	
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	56.981	(50.761)	-	-	(6.220)	-	-	-	-	
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(68.324)	(72.080)	(72.080)	
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(68.324)	
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	235.556	60.493	317.321	(113.939)	-	-	-	(22.958)	476.473	
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	105.896	105.896	
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(1.199)	-	-	-	-	(1.199)	
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(49.387)	-	-	-	-	49.387	-	
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	16.792	-	-	-	-	(16.792)	-	
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	3.397	-	-	-	-	-	3.397	
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	4.588	(4.588)	-	-	-	-	-	-	-	
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	7.604	-	-	(7.604)	-	
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	-	43.789	-	(43.789)	-	
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(52.722)	(52.722)	
Retificação do dividendo intermediário de 2016 - AGO 04/04/17	-	-	-	-	-	-	28.445	12.164	12.164	
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	-	(33.464)	(5.020) ⁽¹⁾	
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	240.144	55.905	288.122	(115.138)	7.604	43.789	28.445	(9.882)	538.989	

(1) Montante referente ao pagamento de imposto de renda sobre os juros sobre o capital próprio, destinado contabilmente, mas que, em razão das novas práticas contábeis, foi estornado contra o patrimônio líquido da Companhia.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Demonstração dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	105.896	52.306
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	15.868	15.199
Depreciação	112.976	83.685
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	25.248	15.633
Imposto de renda e Contribuição social	48.949	41.298
Juros e variações monetárias	181.308	226.214
Obrigações pós-emprego	17.244	8.791
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	44.017	59.516
Provisões para litígios	42.792	48.115
	594.298	550.757
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(136.002)	35.481
Depósitos vinculados a litígios	10.695	3.518
Tributos compensáveis	8.513	24.742
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(941)	(7.656)
Ativos financeiros setoriais	(449.063)	571.192
Outros ativos operacionais	8.533	53.411
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	42.381	(114.944)
Fornecedores	51.000	(179.222)
Passivos financeiros setoriais	5.701	304.820
Obrigações pós-emprego	(16.790)	(13.797)
Salários e encargos sociais	(220)	2.962
Tributos e contribuição social	31.285	(65.023)
Provisões para litígios pagos	(49.532)	(31.513)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	5.479	-
Outros passivos operacionais	13.315	(37.561)
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	118.651	1.097.167
Encargos de dívidas pagos	(119.292)	(98.427)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(38.105)	(124.593)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(38.746)	874.147
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(285.536)	(244.038)
Participação financeira do consumidor	36.184	72.219
Títulos e valores mobiliários adquiridos	80	(751)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(249.272)	(172.570)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	303.437	240.046
Empréstimos e financiamentos pagos	(235.113)	(437.975)
Liquidação de operações com derivativos	(77.026)	(28.599)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(112.638)	(267.647)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	(121.340)	(494.175)
Varição líquida do caixa e equivalentes de caixa	(409.358)	207.402
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	783.818	576.416
No fim do exercício	374.459	783.818

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2017, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2017, a CPFL Piratininga cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 1,7 milhão de clientes, em 27 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 7,8% em relação ao exercício de 2016. Destaca-se a classe industrial, que registrou uma redução de 28,5% ante 2016.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

Perfil – A CPFL Piratininga distribui energia elétrica para aproximadamente 4,2 milhões de pessoas, numa área que abrange 27 municípios do Estado de São Paulo, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. Atende atualmente 1,7 milhão de consumidores cativos e 554 consumidores livres. Em 2017, a Concessionária distribuiu 7.916 GWh ao mercado cativo e 5.809 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2017 foram faturadas 25.365 unidades consumidoras a mais que em 2016. Esta nova unidade consumidora foi principalmente na classe residencial. Na classe comercial e industrial houveram redução de 1.299 e 114, respectivamente, de unidades consumidoras em relação à quantidade faturada em 2016.

Número de Consumidores					
Consumidores	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	1.467.026	1.514.128	1.553.546	1.585.420	1.612.281
Comercial	80.537	80.746	80.748	84.063	82.764
Industrial	6.706	6.651	6.557	6.482	6.368
Rural	6.907	6.924	7.044	7.207	7.241
Poderes Públicos	7.805	8.098	8.224	8.352	8.145
Iluminação Pública	1.776	1.897	1.990	2.053	2.127
Serviço Público	1.057	1.105	1.136	1.171	1.180
Total	1.571.814	1.619.549	1.659.245	1.694.748	1.720.106
Variação		3,0%	2,5%	2,1%	1,5%

Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Piratininga, no período de janeiro a dezembro de 2017, totalizou 13.725 GWh, sendo 7.916 GWh para o mercado cativo (8.589 GWh em 2016) e 5.809 GWh para o mercado livre (4.953 GWh em 2016).

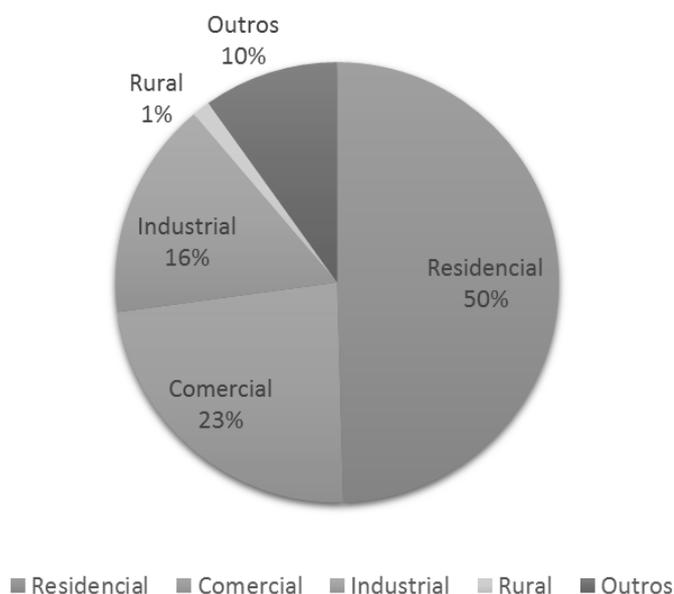
Na área de concessão todas as classes de consumo, exceto industrial, apresentaram crescimento refletindo a retomada da atividade econômica. A classe industrial manteve o mesmo patamar de consumo de 2016 devido a retração de alguns setores de atividade que anularam o efeito da retomada observada em outros setores. Principais setores com desempenho negativo: fabricação de produtos químicos, redução de 3,1%, fabricação de minerais não metálicos, redução de 9,0%,

fabricação de produtos de borracha e plástico, com redução de 3,7% e o setor de metalurgia, com redução de 3,4%. Principais setores com desempenho positivo: Fabricação de veículos automotores, crescimento de 11%, Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos, crescimento de 3,3%, Fabricação de produtos alimentícios, crescimento de 3,8%, Fabricação de bebidas, crescimento de 4,0%.

A seguir são apresentados os resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Mercado Atendido					
Mercado Atendido - GWh	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Faturada	9.164	9.527	9.231	8.589	7.916
Fornecimento	9.060	9.414	9.119	8.475	7.798
Residencial	3.807	4.036	3.916	3.762	3.864
Comercial	1.990	2.158	2.169	2.059	1.816
Industrial	2.318	2.265	2.089	1.740	1.245
Rural	100	106	105	102	104
Poderes Públicos	220	231	229	218	219
Iluminação Pública	312	322	322	323	326
Serviço Público	313	296	289	271	224
Suprimento p/ agentes de distribuição	104	113	113	114	118
Uso da Rede de Distribuição	6.432	6.045	5.640	4.953	5.809
Consumidores Livres/Dist./Ger.	4.914	4.618	4.361	4.481	5.404
Consumidores Rede Básica	1.518	1.426	1.279	473	405
Total	15.596	15.572	14.872	13.543	13.725
Variação		-0,2%	-4,5%	-8,9%	1,3%

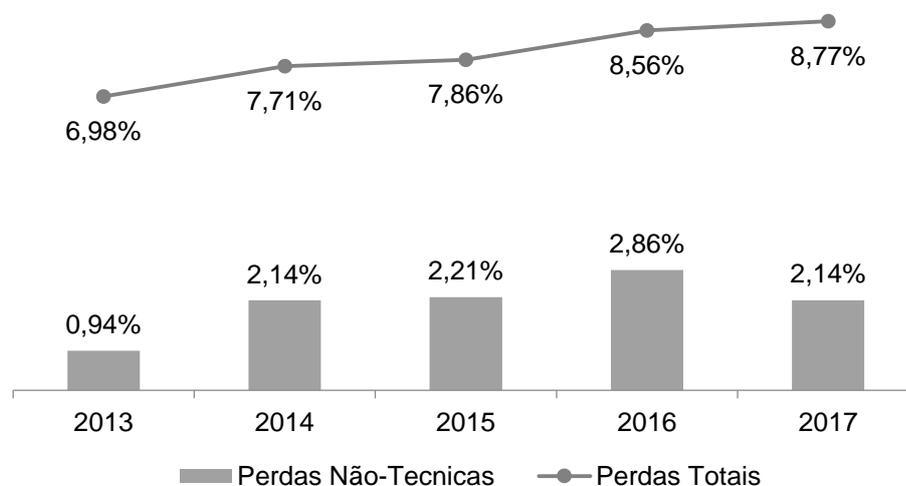
Consumo por classe de consumidores - 2017



Perdas – A CPFL Piratininga tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate as fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2016 e 2017 foram respectivamente 8,56% e 8,77%, considerando perdas na rede básica.

Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2016 e 2017, foram respectivamente, 7,22% e 7,49%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2017 recuperou 124,9 GWh, por intermédio de 95 mil inspeções.

Balço Energético					
Energia Requerida	2013	2014	2015	2016	2017
Venda de Energia	9.169	9.532	9.236	8.594	8.095
Fornecimento	9.169	9.532	9.236	8.594	7.921
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	-	-	175
Consumidores Livres/Dist./Ger.	4.909	4.590	4.325	4.974	5.465
Consumidores Rede Básica	1.515	1.428	1.244	412	412
Mercado Atendido	15.594	15.550	14.806	13.980	13.971
Perdas na Rede Básica	210	220	236	220	212
Perdas na Distribuição	961	1.079	1.027	1.088	1.131
Perdas Técnicas	804	719	671	651	804
Perdas não Técnicas - PNT	157	360	356	438	328
PNT / Energia Requerida %	0,94%	2,14%	2,21%	2,86%	2,14%
Perdas Totais - PT	1.171	1.299	1.263	1.309	1.344
PT / Energia Requerida %	6,98%	7,71%	7,86%	8,56%	8,77%
Total	16.764	16.849	16.069	15.289	15.315

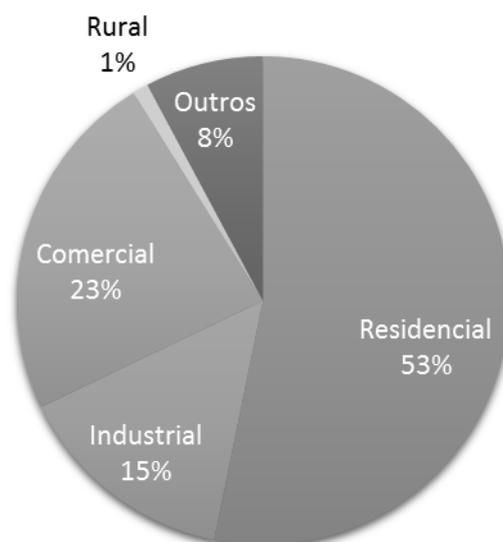


Importante observar que o índice de perdas resultante **não é o utilizado para fins regulatórios** ou **divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas na rede básica. Logo, o índice apresentado neste relatório está mais alto que o regulatório normalmente utilizado, inclusive calculado pela ANEEL.

Receita – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 3.138.233 mil, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2017	2016	%
Residencial	1.668.998	1.906.389	-12,45%
Industrial	459.791	759.004	-39,42%
Comercial	732.635	960.488	-23,72%
Rural	33.005	37.673	-12,39%
Outros	243.804	298.372	-18,29%
Total	3.138.233	3.961.927	-20,79%

Receita líquida por classe de consumidores - 2017



Importante ressaltar que a variação observada na Receita aqui apresentada, contempla não somente os reajustes tarifários observados, mas também o adicional de bandeira tarifária, cuja aplicação começou em 2015.

Número de consumidores – O número de consumidores faturados em dezembro de 2017 apresentou um crescimento de 1,5 % sobre o mesmo mês de 2016, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2017	2016	%
Residencial	1.612.281	1.585.420	1,7%
Comercial	82.764	84.063	-1,5%
Industrial	6.368	6.482	-1,8%
Rural	7.241	7.207	0,5%
Outros	11.452	11.576	-1,1%
Total	1.720.106	1.694.748	1,5%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2017, atingiu R\$ 402,45/MWh, com uma redução de 13,9% com relação a 2016. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.314, de 18 de outubro de 2017, vigente de 23 de outubro de 2017 a 22 de outubro de 2018.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	431,89
Industrial	369,31
Comercial	403,51
Rural	316,31
Outros	317,29

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa líquida de tributos (ICMS, PIS e COFINS) e o mercado apurado para cada classe de consumo, conforme quadro mostrado no item "Comportamento de Mercado".

Tarifa por faixa de consumo	Até 90 kWh	De 90 a 200 kWh	Acima de 200 kWh
Tarifas brutas - R\$	524,23	600,44	712,67

Para as tarifas por faixa de consumo da CPFL Piratininga, foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 90 kWh, de 90 a 200 kWh e acima de 200 kWh, sendo a sua composição formada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), com tributos (ICMS, PIS e COFINS).

Qualidade do fornecimento – Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (duração equivalente de interrupções por consumidor) e o FEC (frequência equivalente de interrupções por consumidor). A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir:

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2013	7,44	4,58
2014	6,98	4,19
2015	7,24	4,31
2016	8,44*	3,97*
2017	6,97	4,45

* No Relatório da Administração de 2016, publicamos FEC de 3,80 e DEC de 6,97 para a CPFL Piratininga. Este número excluía o efeito de uma falha de transmissão da CTEEP durante uma tempestade. Porém, uma decisão da ANEEL determinou que este efeito fosse incluído nas estatísticas de DEC e FEC, de modo que corrigimos os valores, conforme demonstrado na tabela.

Atendimento ao consumidor – A CPFL Energia, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa tensão, que são as Agências de Atendimento. Essa estrutura está presente em toda a área de concessão do Grupo CPFL e é dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, são responsáveis por processos de negociação de débitos de contas regulares e de irregularidade, ressarcimento de danos, bem como pelo relacionamento com os Procons, imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios

da área de concessão, no ano de 2017 houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 11,6 milhões.

Na CPFL Piratininga, essa estrutura é composta por 34 agências de atendimento, 1 agente credenciado e 710 imobiliárias, responsáveis por 2,2 milhões de atendimentos (serviços gerados) em 2017.

Além das Agências de Atendimento presencial e dos credenciados, as distribuidoras do Grupo CPFL estão sempre inovando na forma de se relacionarem com os consumidores, incentivando a utilização de novas formas de atendimento:

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 50 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- *Site* CPFL;
- Aplicativo CPFL & Você;
- SMS;
- Portal CPFL Empresas;
- *E-mail*;
- Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais;
- Mídias Sociais (Facebook, Twitter, Colab, Reclame Aqui e Consumidor.gov).

Tecnologia da informação – O desenvolvimento das diversas áreas de negócios de uma Outorgada de energia depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Outorgada faz, mediante sistemas de informação (*software*), redes de computadores (comunicação lógica) e atendimento ao consumidor (processamento, suporte e infraestrutura).

Em 2017, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Transformação do Atendimento (Web/App/URA) **(ii)** Perdas e Inadimplência (*Predictive Analysis*) **(iii)** Novo SISGERE (Sistema de Gestão Regulatória) **(iv)** Tarifa Branca **(v)** PLT – Pedido de Liberação de Desligamento da Transmissão **(vi)** Portal de Credenciados **(vii)** Ariba.

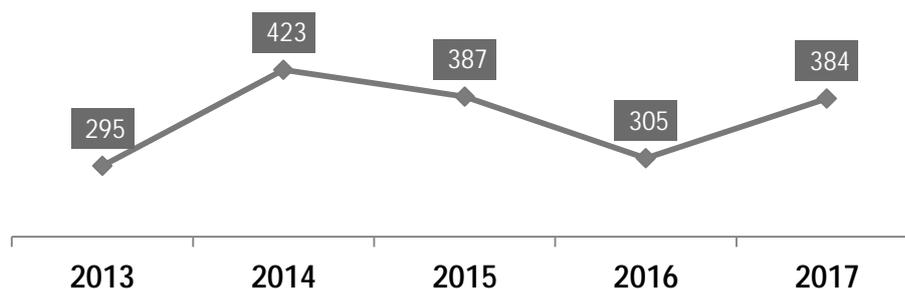
Desempenho econômico-financeiro – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui apresentados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2017, a CPFL Piratininga alcançou receita líquida de R\$ 3.633.788 mil, um aumento de 27% (R\$ 772.448 mil), em decorrência principalmente variação de R\$ 1.247.716 mil nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um passivo financeiro setorial de R\$ 715.004 mil em 2016 para um ativo financeiro setorial de R\$ 532.712 mil em 2017.

Em R\$ mil	2017	2016
Lucro Líquido	105.896	52.306
Depreciação e Amortização	128.844	98.884
Resultado Financeiro	100.626	112.338
Impostos sobre o Lucro	48.949	41.298
EBITDA	384.315	304.826

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 384.315 mil em 2017, um aumento de 26,1% (R\$ 79.489 mil) em relação a 2016 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:

CPFL Piratinga
Evolução do EBITDA - Últimos 5 anos



Em 2017, a CPFL Piratinga apurou resultado líquido de R\$ 105.896 mil, um aumento de 102,5% (R\$ 53.591 mil), refletindo principalmente o aumento de 26,1% (R\$ 79.489 mil) no EBITDA, compensados parcialmente pelo aumento de 30,3% (R\$ 29.960 mil) nos gastos com depreciação e amortização.

Investimentos - Em 2017, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Piratinga, totalizaram R\$ 180.018 mil, um aumento de 7,22% em relação a 2016. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 1.203.135 mil (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	R\$ Mil Nominais			R\$ Mil em moeda constante de 31/dez/2017				
	2015	2016	2017	2018(p)	2019(p)	2020(p)	2021(p)	2022(p)
Plurianual original								
AIS Bruto	227.978	167.896	180.018	217.891	212.990	212.782	298.727	260.745
Transformador de Distribuição	24.757	24.482	21.005	23.968	23.429	23.406	32.860	28.682
Medidor	18.300	22.999	21.240	17.431	17.039	17.023	23.898	20.860
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	32.824	27.824	30.925	30.505	29.819	29.789	41.822	28.564
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	65.647	55.649	61.850	83.470	55.354	68.921	65.720	12.168
Redes Alta Tensão (69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	53.640	3.034	5.261	6.537	26.397	41.980	136.904	136.904
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	23.256	26.770	12.228	42.907	48.174	18.896	26.885	23.467
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	9.554	7.139	27.508	13.073	12.779	12.767	14.936	10.100
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(126.670)	(34.023)	(12.372)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(38.724)	(34.023)	(12.372)	-	-	-	-	-
Outros	(87.946)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(87.946)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	(26.327)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	(61.618)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2017R	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
Plano de Investimentos 2017	180.018	217.891	212.990	212.782	298.727	260.745

R\$ Mil	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P
Plano de Investimentos 2016	213.073	181.046	176.287	198.547	205.610

Diferença	-15,5%	20,4%	20,8%	7,2%	45,3%
------------------	---------------	--------------	--------------	-------------	--------------

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2017 e de 2016 da CPFL Piratininga, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e, devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2017 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

É importante ressaltar que os valores aqui apresentados diferem do *guidance* anteriormente publicado junto à CVM (Comissão de Valores Mobiliários), já que neste comparativo, é incluído apenas o PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição), que é somente voltado para ativos elétricos da Distribuição, enquanto os números divulgados junto à CVM incluem também investimentos em ativos não elétricos.

Captações de recursos – Para viabilizar o programa de investimentos do ano de 2017, a CPFL Piratininga emitiu debêntures (R\$ 306 milhões).

Valor adicionado – Em 2017, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Piratininga foi de R\$ 2.671.830 mil, representando 44% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2017	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	168.370	6,3%
Remuneração direta	93.361	3,5%
Benefícios	67.381	2,5%
F.G.T.S.	7.628	0,3%
Impostos, taxas e contribuições	2.125.394	79,5%
Federais	1.232.624	46,1%
Estaduais	890.382	33,3%
Municipais	2.388	0,1%
Remuneração de capital de terceiros	225.986	8,5%
Juros	221.454	8,3%
Aluguéis	4.532	0,2%
Remuneração de capital próprio	152.080	5,7%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	33.464	1,3%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	52.722	2,0%
Lucros retidos	65.894	2,5%
Total	2.671.830	100,0%

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2017 foi de R\$ 6.038.526 mil.

Política de reinvestimento e distribuição de dividendos – O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido, ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de Conforme previsto em Estatuto Social da Companhia e com base nos resultados do primeiro semestre de 2017, a Administração da Companhia aprovou, em 4 de setembro de 2017, a declaração de dividendos, no montante de R\$ 52.722 mil sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,950795647 e para cada lote de mil ações preferenciais o valor de R\$ 1,045875212.

No exercício de 2017, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 112.638 mil referente a dividendos.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 33.464 mil (R\$ 28.445 mil líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,630250424 (R\$ 0,535712860 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2017.

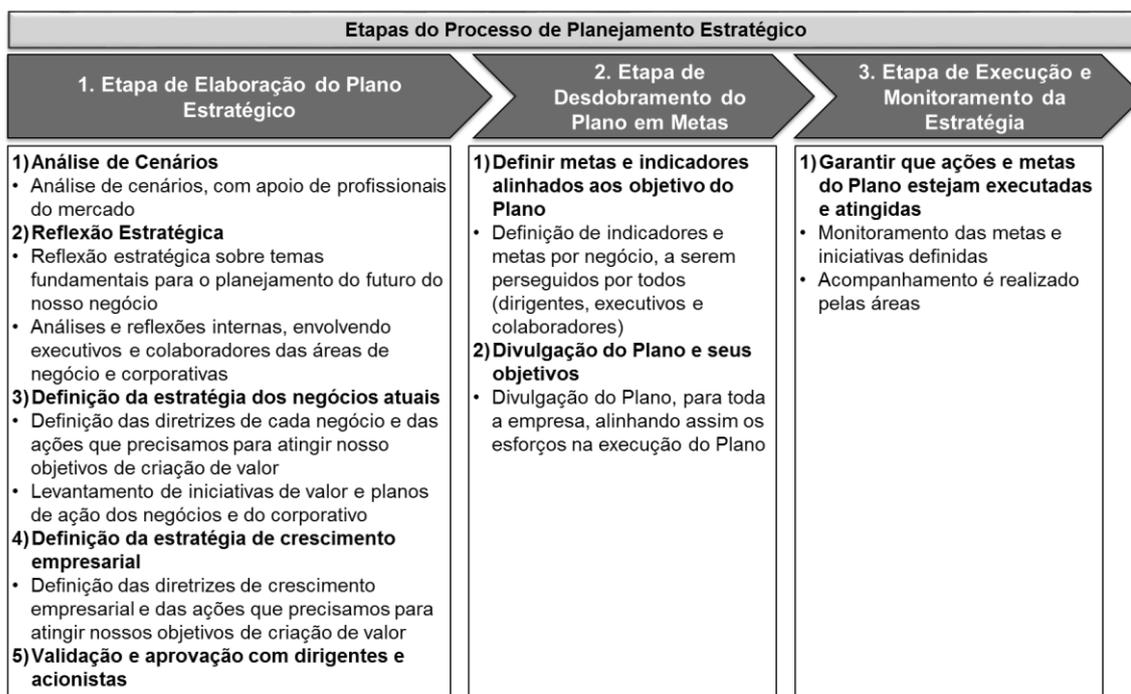
Considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 43.789 mil à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

Para maiores detalhes sobre destinação do lucro líquido da CPFL Piratininga, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2017 em www.cpf.com.br/ri.

Composição acionária – A CPFL Piratininga é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2017, o capital social da CPFL Piratininga era de R\$ 240.144 mil, composto por 53.096.770.180 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 23.532.767.571 (vinte e três bilhões, quinhentas e trinta e dois milhões, setecentas e sessenta e sete mil, quinhentas e setenta e uma) ações ordinárias.

Planejamento empresarial – O Planejamento Empresarial é realizado desde 2002 pela Diretoria de Estratégia e Inovação, que coordena a formulação das estratégias para o grupo CPFL Energia, a aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento nas Vice-Presidências (VPs), incluindo a Vice-Presidência de Operações Reguladas (VPR), que contempla o Negócio Distribuição. O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios. O processo de Planejamento Estratégico engloba três etapas (figura abaixo).



A “Elaboração do Plano Estratégico” ocorre em paralelo ao processo de planejamento orçamentário plurianual, coordenado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores e submetido ao Conselho de Administração.

A análise do macroambiente e suas tendências é realizada por meio da análise de cenários, durante a elaboração do plano estratégico, com seminários, palestras e fóruns de discussões, para mapear direcionadores do macroambiente, tendências do setor elétrico, do mercado e dos acionistas.

O desdobramento das estratégias e metas para o negócio inicia-se após a aprovação do Plano Estratégico, quando são divulgados os resultados do ano anterior, bem como o planejamento, metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado, com compromissos de cumprimento e acompanhamento dos planos.

Em seguida, cada diretoria desdobra e envolve suas respectivas equipes nos planos de ação para alcançar os resultados propostos, acompanhados nas Reuniões mensais de acompanhamento dos negócios.



A disseminação das principais diretrizes da estratégia para todos os colaboradores é realizada de diversas formas permeando todas as áreas da companhia e motivando o colaborador a engajar-se. O profissional é instigado a criar valor e descobrir como sua área pode ajudar no crescimento organizacional.

Estes são os canais formais de divulgação:

- Campanhas internas: direcionadores em *banners* e cartazes em diferentes locais;
- Apresentação de vídeo: com as principais diretrizes do plano estratégico da companhia;
- Apresentações formais nas áreas: reuniões com grupos de liderança para reforço do plano;

- Portal de Planejamento Estratégico (*intranet*): local onde é disponibilizado um resumo com o processo de planejamento estratégico e com os principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

Completando a divulgação para todos os *stakeholders*, a CPFL Energia também faz divulgação externa das principais diretrizes do grupo. Na página de Relações com Investidores, há o resumo com as principais diretrizes estratégicas dos negócios do grupo.

Em adição à análise de cenários, a Diretoria de Estratégia e Inovação acompanha e monitora ao longo do ano eventuais mudanças de cenário que impactem o planejamento estratégico do grupo e dos negócios.

De 2016 para 2017 o número de clientes atendidos pelo grupo CPFL passa de 9,1 milhões para 9,4 milhões em 679 municípios. O *market share* do Grupo CPFL no segmento de distribuição é de 14%.

Gestão pela qualidade total – Em 2017, as atividades compreenderam: (i) a manutenção das certificações do Sistema de Gestão Integrado, que compreende as normas NBR ISO 9001, ISO 14001, ISO/IEC 27001 e OHSAS 18001; (ii) upgrade para a versão 2015 da norma NBR ISO 9001; (iii) criação da plataforma “ColaborAtivo” para gerenciamento do programa de 5S da companhia.

Recursos humanos – Em 2017 a CPFL Piratininga investiu R\$ 2.550 mil em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

Nosso Compromisso é Formar e desenvolver pessoas. A Universidade Corporativa é responsável por viabilizar projetos de Educação Corporativa e Gestão do Conhecimento, buscando sempre manter o mesmo padrão, mas não deixando de atender necessidades específicas de cada negócio, sempre com base no plano estratégico, bem como cultura, valores e competências.

Acreditamos no modelo híbrido de desenvolvimento, baseado na metodologia 70:20:10. Desta forma os colaboradores possuem diversas ferramentas de desenvolvimento como atividades *on the job*, treinamentos formais, acompanhamentos, PDIs, palestras, entre outros.

Nossos treinamentos formais são realizados em diversas modalidades, podendo ser ministrados por educadores, instrutores ou instituições externas, conforme já mencionado.

No ano de 2017, atingimos 1.335 colaboradores (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), representando em 89,49 horas de treinamento por colaborador no ano.

Sustentabilidade – A CPFL Piratininga mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável, por meio de iniciativas que buscam fortalecer a governança e a gestão integrada, considerando aspectos econômico-financeiros e socioambientais, evitar ou mitigar impactos negativos de suas operações e gerar valor compartilhado com seus públicos de relacionamento. Mais informações sobre como atuamos, nossos resultados e desafios estão disponíveis no Relatório Anual da CPFL Energia em www.cpfl.com.br/relatorioanual e www.cpfl.com.br/ri.

CPFL Piratininga em números

Atendimento	2017	2016	%
Número de consumidores	1.720.106	1.694.748	1,5%
Número de empregados ¹	79	87	-9,2%
Número de consumidores por empregado	21.773	19.008	14,5%
Número de localidades atendidas	27	27	0,0%
Número de agências	33	33	0,0%
Número de postos de atendimento	1	1	0,0%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

1) Número de empregados: = número de atendentes agencia + 1 atendente por rede fácil.

Mercado	2017	2016	%
Área de concessão (Km ²)	6.785	6.785	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	2.406	2.347	2,5%
Mercado atendido (GWh)	13.725	13.543	1,3%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.373	2.397	-1,0%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	402,45	467,47	-13,9%
Residencial	431,89	506,79	-14,8%
Comercial	403,51	466,51	-13,5%
Industrial	369,31	436,19	-15,3%
Rural	316,31	367,58	-13,9%
DEC (horas)	6,97	8,44	-17,4%
FEC (número de interrupções)	4,45	3,97	12,1%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	63,30	162,70	-61,1%

Operacionais	2017	2016	%
Número de subestações	54	52	3,8%
Linhas de transmissão (Km)	660	661	-0,1%
Linhas de distribuição (Km)	23.706	23.517	0,8%

Financeiros	2017	2016	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	6.038.526	5.470.287	10,4%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	3.633.788	2.861.340	27,0%
Resultado da atividade (R\$ mil)	255.471	205.941	24,1%
Margem operacional do serviço líquida (%)	7,03%	7,20%	-2,3%
EBITDA OU LAJIDA	384.315	304.826	26,1%
Lucro líquido (R\$ mil)	105.896	52.306	102,5%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	538.989	476.473	13,1%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	19,65%	10,98%	79,0%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	1.621.372	1.576.419	2,9%
Em moeda nacional (%)	50%	21%	135,7%
Em moeda estrangeira (%)	50%	79%	-36,5%

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da CPFL Piratininga. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente.

Campinas, 27 de abril de 2018.

A Administração

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 - Km 2,5, CEP 13088-140 – Parque São Quirino - Campinas – São Paulo.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 22 de outubro de 2028, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo, atendendo a 1,7 milhões de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes). Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiá.

Capital circulante líquido negativo

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentou nas demonstrações contábeis regulatórias o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 253.505.

A Companhia vem trabalhando nos planos de redução do capital circulante líquido negativo e em janeiro de 2018 captou debentures no montante de R\$ 215.000 (nota 34.1). Adicionalmente, a Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

1.1. Setor Elétrico no Brasil

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

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

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

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor

tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito através de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

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

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

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos e aprovados pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e também seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas pela ANEEL.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota explicativa 31, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

A Administração confirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

A autorização para a conclusão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 16 de abril de 2018.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (www.cpfl.com.br).

2.2 Base de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1 e 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 28 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 8 – Ativos e passivos financeiros setoriais (determinados componentes financeiros que podem surgir sem metodologia prévia);
- Nota 9 – Tributos diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 10 – Outros ativos circulantes (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 14 – Benefícios Pós-Emprego (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 17 – Provisão para litígios (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);
- Nota 21 – Receita/Ingresso (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição ("TUSD") não faturados); e;
- Nota 28 – Instrumentos financeiros (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos).

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações contábeis regulatórias estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações contábeis regulatórias estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem a saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

3.2 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- ii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- ii. Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 28.

- Capital social

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 23.532.767.571 (vinte e três bilhões, quinhentas e trinta e dois milhões, setecentas e sessenta e sete mil, quinhentas e setenta e uma) ações ordinárias.

3.3 Imobilizado em serviço

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

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da concessão. O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

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

3.4 Imobilizado em curso

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

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

3.5 Intangível

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

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

3.6 Obrigações especiais vinculadas à concessão

Estão representadas pelos custos nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, acrescidos do valor da reavaliação. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

3.7 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social - nota explicativa nº 31.3.1.

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada quatro anos. Neste processo a Companhia prepara Laudo de Reavaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia considera o processo de elaboração da Base de Remuneração Regulatória – BRR para fins do 4º ciclo de Revisão Tarifária, realizado na data-base de 30 de abril de 2015, que foi aprovado pelo Despacho nº 3.500 de 16 de outubro de 2015, portanto a Companhia reconheceu a referida reavaliação nas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2015. O registro da reavaliação considerou a atualização monetária pelo IGP-M da data-base de 30 de abril de 2015 até 30 de setembro de 2015.

Com a implantação do laudo homologado da revisão tarifária, a Companhia efetivou o registro do laudo de avaliação da base de remuneração e as movimentações de 2016 refletem basicamente aos efeitos do referido laudo.

3.8 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que possa ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- I. Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado como disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda ao valor recuperável é reconhecido em outros resultados abrangentes.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros, basicamente Ativo Imobilizado e Intangível sujeitos à depreciação/amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo goodwill (ágio), em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.9 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo. Os efeitos do desreconhecimento pelo desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

3.10 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, sendo considerada Patrocinadora deste plano. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- (i) Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.
- (ii) Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

3.11 Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. De acordo com as práticas contábeis brasileiras, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações contábeis regulatórias após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis regulatórias.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários, na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua proposição pela Administração, por atenderem, neste momento, o critério de obrigação.

3.12 Reconhecimento de receita

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

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia

disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada, sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

3.13 Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

A Companhia registrou em suas demonstrações contábeis regulatórias os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório anual e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.14 Subvenção governamental – CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários.

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) (nota 21.3) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.15 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada quatro anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. A receita da Companhia é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.16 Novas normas e interpretações vigentes

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2017:

a) Alterações ao CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 32 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

A aplicação das alterações ao CPC 32 não causou impactos relevantes nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

b) Alterações ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 03 (R2) da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo levar as entidades a fornecerem divulgações que permitam aos usuários das demonstrações contábeis regulatórias avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

A aplicação das alterações ao CPC 03 (R2) implicou em alterações na divulgação de movimentação de ativos e passivos financeiros cujos fluxos de caixa são classificados como atividade de financiamento. As mudanças destas alterações geraram divulgação adicional, refletidas nas notas 14 – Empréstimos e financiamentos e debêntures, e 28 – Instrumentos Financeiros.

3.17 Novas normas e interpretações vigentes mas não adotadas

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. A Companhia não adotou as normas novas ou revisadas a seguir:

a) CPC 48 - Instrumentos financeiros

O CPC 48 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e mudanças

nessas expectativas a cada data de reporte para refleti-las desde o reconhecimento inicial. Ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange às modificações relacionadas à contabilização de *hedge*, o CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no CPC 38, mas traz maior flexibilidade no que tange os tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*, mais especificamente a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do *hedge* não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações contábeis regulatórias em função das alterações da norma sobre este tópico.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia estima que o impacto no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018 será uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionárias” em torno de R\$ 15.000 a R\$ 20.000.

Considerando que a Companhia detém determinados passivos financeiros designados a valor justo contra o resultado, a Administração afirma que haverá impactos nas suas demonstrações contábeis regulatórias pois as mudanças do risco de crédito, atualmente registradas diretamente no resultado do exercício, passarão a ser reconhecidas em outros resultados abrangentes. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, as mudanças no risco de crédito registradas no resultado foram uma despesa de R\$ 21.904.

b) CPC 47 e Esclarecimentos ao CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47 estabelece um modelo simples para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no CPC 30 (R1) - Receitas, CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Pelos novos requerimentos do CPC 47, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O CPC 47 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018. Para os contratos que comecem e concluírem no mesmo período de apresentação comparativa, bem como contratos que são concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia analisou as cinco etapas de reconhecimento para os diversos tipos de receita da Companhia e não identificou nenhum impacto relevante da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis regulatórias. Desta forma, após as devidas análises a conclusão é de que o reconhecimento de receita atual está de acordo com a norma do CPC 47.

c) IFRIC 22 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 8 de dezembro de 2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira da Companhia restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Administração da Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações contábeis regulatórias.

d) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2014 - 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 8 de dezembro de 2016 foram publicadas medidas referentes ao ciclo 2014-2016, com início a partir de 1º de janeiro de 2018:

Alterações à IFRS 1 – Adoção Inicial do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adoptantes ao IFRS.

Como a Companhia não é adotante inicial ao IFRS, a Administração afirma que a aplicação dessas alterações não terá um efeito sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações contábeis regulatórias. Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações contábeis regulatórias.

4. DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado sob condições atuais de mercado na data de mensuração.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 28) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2017	31/12/2016
Caixa	67.347	8.146
Equivalentes de caixa	307.112	775.672
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	51.545	4.499
Certificado de depósito bancário (b)	222.483	290.956
Fundos de investimento (c)	33.084	480.217
Total	374.459	783.818

a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários ("CDB's") e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,87% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 100% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB's, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2017	Total em 31/12/2016	
	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas				Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			Provisão p/ Devedores Duvidosos
Fornecimento de Energia	457.234	-	135.722	13.196	4.796	21.859	(32.634)	4.991	25.402	3.572	7.221	(19.614)	621.745	461.896
Residencial	132.702	-	98.207	10.060	481	3.113	(12.144)	3.567	8.608	2.371	1.981	(5.450)	243.495	157.681
Industrial	40.776	-	17.351	1.439	2.506	11.614	(11.736)	822	4.569	780	3.249	(4.071)	67.299	39.452
Comercial	52.559	-	16.537	1.144	901	4.513	(6.315)	568	7.132	404	1.150	(4.213)	74.381	43.651
Rural	2.151	-	1.018	96	-	10	-	34	109	17	19	(42)	3.411	2.442
Poderes Públicos	10.835	-	1.154	194	-	4	-	-	4.985	-	-	(4.985)	12.227	9.291
Iluminação Pública	10.609	-	723	7	-	19	(18)	-	-	-	-	-	11.340	10.068
Serviço Público	11.104	-	238	1	906	2.580	(2.421)	-	-	-	822	(854)	12.377	12.240
Serviço Taxado	257	-	455	255	2	6	-	-	-	-	-	-	975	2.510
Fornecimento Não Faturado	196.269	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	196.269	183.771
(-) Arrecadação Processo Classif	(28)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	(9)
Outros consumidores	8.177	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.177	10.380
Suprimento Energia - Moeda Nacional	1.998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.998	3.060
Encargos de Uso da Rede Elétrica	142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142	142
Energia Elétrica de Curto Prazo	7.315	8.208	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.523	80.365
Outras Concessionárias e Permissonárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31
TOTAL	474.866	8.208	135.722	13.196	4.796	21.859	(32.634)	4.991	25.402	3.572	7.221	(19.614)	647.585	555.076

Circulante	633.668	541.572
Não Circulante	13.917	13.504
	647.585	555.076

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa é como segue:

	Consumidores, concessionárias e permissonárias
Saldo em 31/12/2015	(42.426)
Provisão revertida (constituída) líquida	(85.970)
Recuperação de receita	26.191
Baixa de contas a receber provisionadas	49.431
Saldo em 31/12/2016	(52.774)
Provisão revertida (constituída) líquida	(76.194)
Recuperação de receita	32.701
Baixa de contas a receber provisionadas	44.018
Saldo em 31/12/2017	(52.248)
Circulante	(49.829)
Não circulante	(2.419)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os principais critérios a seguir elencados:

- i) Valores correntes:
 - Residencial 90 dias;
 - Comercial 180 dias;
 - Demais classes 360 dias.
- ii) Valores renegociados:
 - Residencial 90 dias;
 - Demais classes 180 dias;
 - Provisão de 100% dos débitos de parcelamentos que não possuam garantia real;

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	1.810
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	485	7.792
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.038	1.186
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	6.119	5.611
ICMS a compensar	13.484	13.742
Programa de integração social - PIS	968	848
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.359	3.812
Instituto nacional de seguridade social - INSS	1.365	1.365
Outros	82	79
Total	<u>27.900</u>	<u>36.247</u>
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	19.498	19.179
Total	<u>19.498</u>	<u>19.179</u>

Imposto de renda retido na fonte – IRRF - Refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

ICMS a compensar – Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativo imobilizado.

8. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

A movimentação das contas de Ativos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	326.522	910.825	(233.531)	43.764	67.929	(264.752)	850.756	167.017	683.739	293.381	557.375
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	212.925	633.519	(150.513)	31.354	21.533	(143.747)	605.070	81.139	523.931	181.619	423.451
Custo de Energia Itaipu	10.190	203.361	(10.618)	3.915	(505)	(3.507)	202.836	62.941	139.895	89.770	113.066
Proinfa	20.986	(1.405)	(19.167)	1.067	-	(1.481)	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	5.261	21.294	(4.270)	1.016	70	(106)	23.266	12.236	11.030	14.351	8.915
Transporte de Energia - Itaipu	2.075	13.844	(2.499)	385	-	(115)	13.689	4.807	8.882	6.511	7.178
ESS/EER	75.085	40.212	(56.346)	5.119	46.831	(105.006)	5.894	5.894	-	1.130	4.764
CDE	-	-	9.882	908	-	(10.790)	-	-	-	-	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	166.194	53.850	(92.860)	5.409	3.427	4.177	140.197	111.658	28.539	117.131	23.066
Neutralidade da Parcela A	105.991	65.628	(98.997)	3.759	-	(6.644)	69.737	69.737	-	69.737	-
Sobrecontratação de Energia	52.031	(11.778)	(24.190)	1.564	92	10.821	28.539	-	28.539	5.473	23.066
Outros	8.172	-	30.327	86	3.335	-	41.921	41.921	-	41.921	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	492.716	964.675	(326.391)	49.175	71.356	(260.575)	990.953	278.675	712.278	410.512	580.441

A movimentação das contas de Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	639.302	522.521	(493.266)	48.205	9.091	(264.752)	461.098	267.011	194.087	304.232	156.866
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	206.332	140.876	(154.636)	18.344	(17.981)	(143.747)	49.188	-	49.188	9.433	39.755
Custo de Energia Itaipu	64.288	239	(60.077)	(545)	(398)	(3.507)	-	-	-	-	-
Proinfa	-	15.477	(2.039)	1.422	-	(1.481)	13.378	13.378	-	13.378	-
Transporte de Rede Básica	-	-	97	9	-	(106)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	-	106	10	-	(115)	-	-	-	-	-
ESS/EER	163.666	246.710	(113.425)	15.328	27.470	(105.006)	234.743	118.940	115.803	141.148	93.595
CDE	205.016	119.219	(163.292)	13.637	-	(10.790)	163.790	134.693	29.097	140.273	23.517
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	207.842	325.685	(152.216)	12.402	54.463	4.177	452.351	61.244	391.107	143.002	309.349
Neutralidade da Parcela A	-	6.045	6.644	8	-	(6.644)	6.053	-	6.053	1.161	4.892
Sobrecontratação de Energia	7.328	233.291	(20.021)	3.473	54.463	10.821	289.354	63.859	225.495	107.105	182.249
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	67.494	37.966	(5.906)	8.138	-	-	107.693	(2.615)	110.308	25.291	82.402
Devolução referente liminares (nota 21.3.2)	132.410	-	(132.410)	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	609	48.383	(523)	783	-	-	49.252	-	49.252	9.446	39.806
Total Passivos Financeiros Setoriais	847.145	848.206	(645.483)	60.605	63.554	(260.575)	913.450	328.255	585.195	447.234	466.216

O Acordo Geral do Setor Elétrico, assinado em 2001, e a nova regulamentação do setor de energia elétrica implicaram na constituição de diversos ativos e passivos financeiros setoriais.

a) CVA - Conta de compensação de variação de custos da "Parcela A"

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Atualmente, os principais gastos considerados como custos não gerenciáveis são:

- Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE");
- Energia Elétrica Comprada para Revenda;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("PROINFA");
- Encargos de Serviço do Sistema ("ESS") e Encargos de Energia de reserva ("EER");
- Rede Básica;
- Repasse de Itaipu;
- Transporte de Itaipu.

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA" são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 23 de outubro de 2016 a 22 de outubro de 2017, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 23 de outubro de 2017, logo após o final da vigência do Reajuste Tarifário de 23 de outubro de 2016, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

Os créditos da Parcela "A" são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela "A" são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado:

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados relativos a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

ii) Sobrecontratação

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

iii) Diferimento/Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica

Refere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

iv) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, passou a ser um componente financeiro que somente será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, (ii) garantias financeiras, relacionadas à compensação do custo do aporte prévio de garantias exigido das distribuidoras para a realização de transações comerciais entre os agentes do setor, (iii) componentes financeiros referente a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores e (iv) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016.

9. TRIBUTOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

	31/12/2017		31/12/2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do Ágio	11.215	38.491	12.251	42.044
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	776	2.300	5.330	14.838
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	8.505	23.625	8.441	23.448
Entidade de previdência privada	2.331	6.476	1.711	4.753
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.953	13.758	4.953	13.758
Provisão energia livre	1.873	5.204	1.704	4.733
Programas de P&D e eficiência energética	4.366	12.129	3.370	9.361
Provisão relacionada a pessoal	702	1.949	498	1.383
Derivativos	(14.316)	(39.766)	(9.150)	(25.415)
Instrumentos financeiros (CPC)	(120)	(333)	(1.260)	(3.499)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	159	443	174	484
Perdas atuariais (CPC)	3.541	9.835	3.541	9.835
Outros	620	1.461	(74)	(472)
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(39.289)	(109.137)	(43.271)	(120.197)
Perdas atuariais (CPC)	7.273	20.204	7.109	19.750
Total	(7.409)	(13.360)	(4.673)	(5.195)

9.1 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – “Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial”. O benefício está sendo realizado de forma

proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2017 e 2016, a taxa anual de amortização aplicada foi de 3,86%.

Os créditos tributários constituídos com base em projeções orçamentárias elaboradas pela administração da Companhia serão realizados até o final do contrato de concessão.

9.2. Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social.

A reconciliação das taxas efetivas e nominais, utilizadas para cálculo das provisões para o imposto de renda e a contribuição social é demonstrada a seguir:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	154.845	154.845	93.603	93.603
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Juros sobre o capital próprio	(33.464)	(33.464)	-	-
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(2.021)	(2.021)	(1.039)	(1.039)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	23.752	23.752	26.677	26.677
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	2.308	333	1.270	2.567
Base de cálculo	145.420	143.445	120.510	121.807
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(13.088)	(35.861)	(10.846)	(30.452)
Corrente	(10.651)	(28.528)	(31.047)	(86.219)
Diferido	(2.437)	(7.333)	20.201	55.768

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2017 e 2016 foram os seguintes:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	1.818	1.818	134.263	134.263
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(164)	(454)	(12.084)	(33.566)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	-	-	5.562	15.450
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(164)	(454)	(6.522)	(18.116)

Para a reserva de reavaliação também é constituído o imposto de renda e contribuição social diferidos que estão registrados no patrimônio líquido, cujo o montante de 2017 é negativo de R\$ 15.042 e (R\$ 54.095 em 2016).

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017
Adiantamentos - Fundação CESP	1.324	1.430	678
Serviços prestados a terceiros	1.266	1.354	-
Contas a receber - CDE	34.657	33.716	-
Adiantamentos a funcionários	2.872	2.623	-
Faturas diversas	1.605	2.661	-
Arrendamentos e alugueis de postes	5.880	4.234	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(2.785)	(2.260)	-
Outros	4.858	5.670	-
Total	49.678	49.429	678

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.767 (R\$ 1.688 em 31 de dezembro de 2016) (nota 21.3), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 31.130 (R\$ 14.839 em 31 de dezembro de 2016) (nota 21.3) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 1.760 (R\$ 17.189 em 31 de dezembro de 2016)

(nota 21.3).

Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas no montante a pagar de CDE (nota 17) e o contas a receber – CDE no valor de R\$ 64.211 (nota 18).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa esta detalhada abaixo:

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2015	(2.523)
Provisão revertida (constituída) líquida	263
Saldo em 31/12/2016	(2.260)
Provisão revertida (constituída) líquida	(524)
Saldo em 31/12/2017	(2.785)
Circulante	(2.785)

11. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2017			2016
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	3,76%	4.413.334	(2.116.404)	2.296.929	2.264.831
Custo Histórico		2.906.786	(1.174.352)	1.732.434	1.650.190
Reavaliação		1.506.547	(942.052)	564.495	614.641
Administração	13,85%	58.853	(34.790)	24.063	25.834
Custo Histórico		45.744	(24.128)	21.616	22.403
Reavaliação		13.109	(10.662)	2.447	3.431
Subtotal		4.472.187	(2.151.194)	2.320.992	2.290.665
Em Curso		252.496	-	252.496	169.074
Distribuição		225.628	-	225.628	154.901
Administração		26.868	-	26.868	14.172
Subtotal		252.496	-	252.496	169.074
Total		4.724.683	(2.151.194)	2.573.489	2.459.739

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	2017			2016	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	20,00%	85.902	(38.584)	47.318	42.809
Custo Histórico		56.416	(27.040)	29.376	28.963
Reavaliação		29.486	(11.544)	17.942	13.847
Administração	20,00%	211.234	(190.989)	20.246	33.022
Custo Histórico		157.002	(137.844)	19.158	25.951
Reavaliação		54.233	(53.145)	1.088	7.071
Subtotal		297.137	(229.573)	67.564	75.832
Em Curso		38.329	-	38.329	30.518
Distribuição		18.977	-	18.977	15.314
Administração		19.352	-	19.352	15.204
Subtotal		38.329	-	38.329	30.518
Total		335.466	(229.573)	105.892	106.350

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2016		Adições (A)		Baixas (B)		Transferências (C)		Reavaliação		Valor Bruto em 31/12/2017		Adições Líquidas (A)-(B)+(C)		Depreciação Acumulada		Valor Líquido em 31/12/2017		Valor Líquido em 31/12/2016			
Distribuição	4.318.574	17.770	(248.127)	169.919	157.711	4.415.847	(60.437)	(2.118.917)	2.296.930	2.264.510												
Terrenos	94.331	-	-	1.436	-	95.767	1.436	-	-	94.331	-	95.767	-	-	94.331	-	95.767	-	94.331	-	94.331	
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	90.550	197	(333)	2.613	486	93.513	2.477	486	486	27.420	26.455	2.477	(66.093)	27.420	26.455	(66.093)	27.420	26.455	(66.093)	26.455	26.455	
Máquinas e Equipamentos	4.095.618	17.573	(241.790)	162.445	149.880	4.183.726	(61.772)	149.880	149.880	2.160.516	2.130.283	(61.772)	(2.023.210)	2.160.516	2.130.283	(2.023.210)	2.160.516	2.130.283	(2.023.210)	2.130.283	2.130.283	
Veículos	35.565	-	(3.384)	3.281	3.461	38.924	(102)	3.281	3.461	11.961	12.202	(102)	(26.962)	11.961	12.202	(26.962)	11.961	12.202	(26.962)	12.202	12.202	
Móveis e Utensílios	2.511	-	(2.620)	143	3.884	3.917	(2.477)	143	3.884	1.265	1.241	(2.477)	(2.852)	1.265	1.241	(2.852)	1.265	1.241	(2.852)	1.241	1.241	
Administração	61.696	-	(513)	3.666	(8.510)	56.339	3.153	3.666	(8.510)	24.063	26.155	(32.277)	(32.277)	24.063	26.155	(32.277)	24.063	26.155	(32.277)	26.155	26.155	
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	7.681	-	-	65	(153)	7.593	65	65	(153)	6.921	7.251	(672)	(672)	6.921	7.251	(672)	6.921	7.251	(672)	7.251	7.251	
Máquinas e Equipamentos	44.605	-	(61)	2.701	(7.028)	40.218	2.640	2.701	(7.028)	13.675	15.544	(26.543)	(26.543)	13.675	15.544	(26.543)	13.675	15.544	(26.543)	15.544	15.544	
Veículos	3.828	-	(452)	848	(66)	4.158	396	848	(66)	2.086	1.882	(2.072)	(2.072)	2.086	1.882	(2.072)	2.086	1.882	(2.072)	1.882	1.882	
Móveis e Utensílios	5.583	-	-	51	(1.263)	4.371	51	51	(1.263)	1.380	1.477	(2.990)	(2.990)	1.380	1.477	(2.990)	1.380	1.477	(2.990)	1.477	1.477	
Subtotal	4.380.270	17.770	(248.639)	173.585	149.201	4.472.187	(57.284)	173.585	149.201	2.320.992	2.290.665	(2.151.194)	(2.151.194)	2.320.992	2.290.665	(2.151.194)	2.320.992	2.290.665	(2.151.194)	2.290.665	2.290.665	
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016												
Distribuição	154.901	234.447	-	(163.720)	-	225.628	70.727	-	225.628	154.901												
Máquinas e Equipamentos	104.615	220.829	-	(159.169)	-	166.275	61.659	-	166.275	104.615												
Outros	50.286	13.618	-	(4.550)	-	59.354	9.068	-	59.354	50.286												
Administração	14.172	22.561	-	(9.866)	-	26.868	12.696	-	26.868	14.172												
Máquinas e Equipamentos	7.022	11.720	-	(2.080)	-	16.662	9.639	-	16.662	7.022												
Outros	7.150	10.842	-	(7.785)	-	10.206	3.056	-	10.206	7.150												
Subtotal	169.074	257.008	-	(173.585)	-	252.496	83.422	-	252.496	169.074												
Total do Ativo Imobilizado	4.549.344	274.778	(248.639)	-	149.201	4.724.683	26.138	(2.151.194)	2.573.489	2.459.739												

A composição das adições ao ativo imobilizado em curso no exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2017	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos (a)	Total
Imobilizado em Curso	119.077	101.991	10.350	3.385	173	21.218	256.194
Terrenos	-	29	-	1	-	-	31
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	289	3.728	-	10	-	4	4.030
Máquinas e Equipamentos	110.431	87.504	10.141	3.115	173	21.185	232.549
Veículos	7.894	197	-	-	-	27	8.118
Móveis e Utensílios	463	-	-	-	-	-	464
A Ratear	-	10.534	209	259	-	2	11.004
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	814	814
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	(638)	(638)
Material em Depósito	-	-	-	-	-	1.468	1.468
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	260	260
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	(277)	(277)
Total das Adições	119.077	101.991	10.350	3.385	173	22.032	257.008

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	4.095.618	17.573	(241.790)	162.445	149.880	4.183.726	(61.772)
Transformador de Distribuição	465.784	-	(18.452)	21.005	(1.822)	466.515	2.553
Medidor	445.699	-	(12.963)	21.240	2.183	456.158	8.277
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	549.785	-	(18.746)	30.925	(107.463)	454.501	12.179
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	1.099.569	-	(37.492)	61.850	(214.925)	909.001	24.358
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	658.900	-	(102.366)	5.261	101.423	663.218	(97.105)
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	27.333	-	(2.764)	-	2.764	27.333	(2.764)
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	718.936	-	(41.402)	12.228	36.018	725.780	(29.173)
Demais Máquinas e Equipamentos	129.612	17.573	(7.605)	9.936	331.703	481.219	19.904

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Transferências (B)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016
Ativo Intangível em Serviço									
Distribuição	90.997	-	2.736	2.196	95.929	2.736	(48.611)	47.318	42.809
Servidões	40.437	-	-	-	40.437	-	-	40.437	40.437
Softwares	49.958	-	2.736	2.798	55.492	2.736	(48.611)	6.881	1.938
Outros	602	-	-	(602)	-	-	-	-	434
Administração	198.649	-	5.356	(2.798)	201.208	5.356	(180.962)	20.246	33.022
Softwares	198.649	-	5.356	(2.798)	201.208	5.356	(180.962)	20.246	33.022
Subtotal	289.647	-	8.092	(602)	297.137	8.092	(229.573)	67.564	75.832
Ativo Intangível em Curso									
Distribuição	15.314	6.399	(2.736)	-	18.977	3.663	-	18.977	15.314
Servidões	9.592	3.916	-	-	13.507	3.916	-	13.507	9.592
Outros	5.722	2.483	(2.736)	-	5.470	(252)	-	5.470	5.722
Administração	15.204	9.504	(5.356)	-	19.352	4.148	-	19.352	15.204
Outros	15.204	9.504	(5.356)	-	19.352	4.148	-	19.352	15.204
Subtotal	30.518	15.903	(8.092)	-	38.329	7.811	-	38.329	30.518
Total do Ativo Intangível	320.165	15.903	-	(602)	335.466	15.903	(229.573)	105.892	106.350

As principais taxas anuais de depreciação/amortização por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação (%)

Distribuição

Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%

Administração central

Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

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

12. FORNECEDORES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	58.864	27.966
Suprimento de Energia Elétrica	338.527	334.357
Materiais e serviços	81.146	68.722
Outros	38.824	35.314
Total	<u>517.360</u>	<u>466.360</u>

13. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

A composição de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures é como segue:

	Encargos	Principal		31/12/2017	31/12/2016
	Circulante	Circulante	Não Circulante		
Empréstimos e financiamentos	5.395	440.058	722.484	1.167.937	1.321.198
Debêntures	18.767	58.642	524.855	602.264	365.646
Total	24.162	498.700	1.247.339	1.770.201	1.686.844

13.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

	Saldo em 31/12/2016	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e MTM	Variação cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2017
Mensuradas ao custo						
Moeda nacional						
Investimento	271.636	(73.644)	18.665	-	(13.913)	202.745
Instituições financeiras	66.951	(44.000)	2.001	-	(24.952)	-
Total ao custo	338.587	(117.644)	20.666	-	(38.865)	202.745
Mensuradas ao valor justo						
Moeda estrangeira						
Instituições financeiras	992.584	(51.470)	25.944	38.662	(25.602)	980.117
Marcação a mercado	(5.231)	-	(6.337)	-	-	(11.568)
Total ao valor justo	987.352	(51.470)	19.607	38.662	(25.602)	968.550
Gastos com captação	(4.741)	-	1.384	-	-	(3.358)
Total	1.321.198	(169.114)	41.657	38.662	(64.467)	1.167.937

Mensuradas ao custo	Remuneração a.a	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016			Total		
				Circulante		Não Circulante	Circulante		Não Circulante			
				Encargos	Principal	Principal	Encargos	Principal	Encargos		Principal	
Moeda nacional												
BNDES												
FINEM IV	TJLP + 2,12% e 3,3% (a)	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	6	1.547	-	1.553	75	18.365	-	1.530	19.970
FINEM IV	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	28	3.918	8.162	12.108	38	3.918	-	12.079	16.035
FINEM IV	Pré fixado 8,0% (c)	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	2	561	47	610	4	561	-	608	1.173
FINEM V	TJLP + 2,06% e 3,08% (d)	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	108	14.716	14.716	29.540	159	14.559	-	29.118	43.836
FINEM V	Pré fixado 2,5% (e)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	37	6.865	26.889	33.791	45	6.865	-	33.754	40.664
FINEM V	Pré fixado 2,5% (f)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	2	395	1.547	1.944	2	395	-	1.942	2.339
FINEM VI	TJLP + 2,12% e 2,66% (g)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	192	12.619	41.012	53.023	236	12.484	-	53.050	65.778
FINEM VI	Pré fixado 6,0% (h)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	62	3.879	20.367	24.308	73	3.879	-	24.246	28.198
FINEM VI	SELIC + 2,62% e 2,66% (i)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis	35	8.710	28.307	37.052	47	7.919	-	33.654	41.620
FINAME	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia	16	4.000	4.000	8.016	23	4.000	-	8.000	12.023
Instituições financeiras												
Banco do Brasil-capital de giro	104,9% do CDI (j)	2 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	-	-	-	-	5.738	11.000	17.213	33.000	66.951
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				488	57.210	145.047	202.745	6.440	83.945	17.213	230.989	338.587
Mensuradas ao valor justo												
Moeda estrangeira												
Instituições financeiras												
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (1)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	340	-	165.400	165.740	270	-	-	162.955	163.225
Sumitomo Mitsui	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (2) (k)	Parcela única em abril de 2018	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória	946	165.400	-	166.346	757	-	-	162.955	163.712
BNP Paribas	EURO + 1,6350% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.686	217.128	-	218.814	1.455	-	-	187.367	188.822
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (4)	02 Parcelas anuais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	993	-	206.750	207.743	792	-	-	203.694	204.486
Scotiabank	US\$ + 2,08% (5)	Parcela única em agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	-	460	53.775	-	-	54.235
Operação sindicalizada (**) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	US\$ + Libor 3 meses + 2,7% (6)	05 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	942	-	220.533	221.475	831	-	-	217.273	218.104
Marcação a mercado				-	519	(12.086)	(11.567)	-	(182)	-	(5.049)	(5.231)
Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo				4.907	383.047	580.596	968.550	4.565	53.583	-	929.195	987.352
Gastos com captação (*)				-	(199)	(3.159)	(3.358)	-	(331)	-	(4.410)	(4.741)
Total				5.395	440.058	722.484	1.167.937	11.004	137.207	17.213	1.155.774	1.321.198

Swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação da taxa de juros em reais, correspondendo a:

(1) 109,5% do CDI a.a. (2) 105,7% e 105,9% do CDI a.a. (3) 103,6% do CDI a.a. (4) 108,6% do CDI a.a. (5) 103,5% do CDI a.a. (6) 108,15% a 116% do CDI a.a.

(a) taxa efetiva 60,7% a 68,82% do CDI

(b) taxa efetiva 45,68% do CDI

(c) taxa efetiva 65,91% do CDI

(d) taxa efetiva 88,55% a 100,53% do CDI

(e) taxa efetiva 30,35% do CDI

(f) taxa efetiva 30,65% do CDI

(g) taxa efetiva 68,69% e 72,65% do CDI

(h) taxa efetiva 48,39% do CDI

(i) taxa efetiva 122,33% do CDI

(j) taxa efetiva 109,47% do CDI

(k) taxa efetiva 107,3% do CDI

(*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

(**) Operação sindicalizada – empréstimos financeiros em moeda estrangeira, tendo como contraparte um grupo de instituições financeiras.

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 968.550 (R\$ 987.352 em 31 de dezembro de 2016).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2017 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 11.567 (ganho de R\$ 5.231 em 31 de dezembro de 2016), deduzidos das perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 10.960 (ganho de R\$ 8.919 em 31 de dezembro de 2016), contratados para proteção da variação cambial (nota 28), geraram um ganho total líquido de R\$ 607 (ganho total de R\$ 14.150 em 31 de dezembro de 2016).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante, têm vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2019	410.540
2020	227.110
2021	76.465
2022	15.738
2023	3.774
2024	944
Subtotal	734.571
Marcação a mercado	(12.086)
Total	722.484

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos de conversão dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Variação acumulada		% da dívida	
	2017	2016	31/12/2017	31/12/2016
TJLP	7,00	7,50	7,27	9,81
CDI	6,89	13,63	82,92	79,80
Outros			9,81	10,39
			100,00	100,00

Pré-pagamento

Em 2017, foram liquidados antecipadamente R\$ 68.952 dos empréstimos com o Banco do Brasil, cujos vencimentos originais eram de julho de 2017 e julho de 2018.

Condições restritivas

Os contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas, contemplando cláusulas, que requerem da Companhia, de sua controladora CPFL Energia, a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais também devem ser atendidas durante todo o período contratual.

Especificamente para as dívidas com o BNDES relacionadas ao (i) FINEM da Companhia, em 2017 foram aditivados os respectivos contratos com a inclusão de novos covenants financeiros, adicionais aos anteriormente existentes, que devem ser apurados anualmente nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia:

- (i) Manutenção, pela controladora CPFL Energia, dos seguintes índices:
- Dívida líquida dividida pelo EBITDA – menor que 3,75;
 - Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28.
- (ii) Manutenção, pela State Grid Brazil Power (SGBP), dos seguintes índices:
- Patrimônio líquido / Ativo Total superior a 0,30 (desconsiderando os efeitos do OCPC 01 (R1)).

Moeda estrangeira – Lei. N° 4.131 (BNP Paribas, Citibank, Sumitomo, Bank of Nova Scotia, HSBC, EDC e Bank of America Merrill Lynch)

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

A definição de EBITDA, para fins de apuração de covenants, a garantidora CPFL Energia leva em consideração a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia suas controladas diretas e indiretas, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar inadimplência (cross default) dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que todas as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

13.2 Debêntures e Encargos de Debêntures

	Saldo em 31/12/2016	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e MTM	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2017
Debentures	366.301	306.000	(66.000)	53.415	(54.825)	604.891
Gastos com emissão	(655)	(2.563)	-	591	-	(2.627)
Total	365.646	303.437	(66.000)	54.006	(54.825)	602.264

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016			Total	
						Circulante		Não circulante	Circulante		Não circulante		
						Encargos	Principal	Principal	Encargos	Principal	Principal		
6ª Emissão													
Série única	110	CDI + 0,8% (1)	CDI + 0,91%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia	1.950	-	44.000	45.950	7.846	33.000	77.000	117.846
7ª Emissão													
Série única	23.500	CDI + 0,03% (1)	CDI + 0,09%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia	7.973	50.750	176.250	242.973	13.455	-	235.000	248.455
8ª Emissão													
2ª Série	246.000	109,5% CDI	109,5% CDI	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2021	Fiança da CPFL Energia	7.669	-	246.000	253.669	-	-	-	-
1ª Série	60.000	IPCA + 5,2901%	IPCA + 5,2901%	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2023	Fiança da CPFL Energia	1.174	-	61.125	62.299	-	-	-	-
Gastos com emissão (*)						-	(108)	(2.519)	(2.627)	-	(80)	(575)	(655)
Total						18.767	58.642	524.855	602.264	21.301	32.920	311.425	365.646

(1) A Companhia possui swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a 107,85% a 107,88% do CDI.
(*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

Ano de vencimento

2019	101.548
2020	58.158
2021	181.248
2022	122.860
2023	30.490
2024	30.550
Total	524.855

Adições no exercício:

8ª emissão

Em 2017, foram subscritas e integralizadas 306.000 debêntures, nominativas e escriturais, sendo 60.000 debêntures da primeira série e 246.000 debêntures da segunda série, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 306.000 (R\$ 303.437 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos serão destinados: (i) primeira série: para a implementação e desenvolvimento de projetos de investimento em subestações e linhas de transmissão; e (ii) segunda série: para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Pré-pagamento

Em 2017, foram liquidados da 6ª emissão de debêntures no montante de R\$ 67.610, cujos vencimentos originais eram julho de 2017 e julho de 2018.

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam, cláusulas que requerem da garantidora (controladora CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração. Os índices financeiros são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, para fins de apuração de covenants, a garantidora CPFL Energia leva em consideração a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

As debêntures estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora ou da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia e suas controladas diretas e indiretas, bem como empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (cross default), dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e da controladora CPFL Energia monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

13.3 Composição do Endividamento e Dívida Líquida - R\$ Mil

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		31/12/2017	31/12/2016
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	24.162	498.700	1.267.092	1.789.954	1.707.359
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	488	57.210	145.047	202.745	338.587
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	4.907	383.047	580.596	968.550	987.353
Debêntures	18.767	58.750	527.374	604.891	366.301
Gastos com Captação	-	(307)	(5.678)	(5.985)	(5.396)
Derivativos a Pagar	-	-	19.753	19.753	20.514
Ativos Financeiros	-	(466.704)	(76.337)	(543.042)	(914.757)
Alta Liquidez	-	(374.459)	-	(374.459)	(783.818)
Derivativos a Receber	-	(92.245)	(76.337)	(168.582)	(130.940)
Dívida Líquida	24.162	31.996	1.190.755	1.246.913	792.602

14. BENEFICIO PÓS-EMPREGO

A Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados com as seguintes características:

14.1 – Características

A Companhia, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da Companhia), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da

efetivação da concessão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 2 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - "SPC", aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um "Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS", e um "Plano de Benefícios Misto", com as seguintes características:

- (i) Plano de Benefício Definido ("BD") - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício salgado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado ("BSPS") na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- (ii) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a Companhia e os participantes.
- (iii) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

Adicionalmente, para os gestores da Companhia há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

14.2 – Movimentações dos planos de benefício definido

Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
	1.247.462	1.202.596
Valor justo dos ativos do plano	<u>(1.105.738)</u>	<u>(1.062.638)</u>
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>141.724</u>	<u>139.958</u>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	<u>Passivo</u>	<u>Ativo</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	961.329	(951.021)
Custo do serviço corrente bruto	3.242	-
Rendimento esperado no ano	-	(115.607)
Juros sobre obrigação atuarial	121.158	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.020	(2.020)
Contribuições de patrocinadoras	-	(13.405)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(59.390)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	193.652	-
Benefícios pagos no ano	(78.805)	78.805
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	1.202.596	(1.062.638)
Custo do serviço corrente bruto	3.153	-
Rendimento esperado no ano	-	(113.470)
Juros sobre obrigação atuarial	127.561	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.044	(2.044)
Contribuições de patrocinadoras	-	(17.296)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	5.076
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	328	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(3.586)	-
Benefícios pagos no ano	(84.634)	84.634
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2017	1.247.462	(1.105.738)

14.3 Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Passivo atuarial líquido no início do exercício	139.958	10.308
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	17.244	8.791
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(17.296)	(13.404)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	328	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(3.586)	193.652
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	5.076	(59.390)
Passivo atuarial líquido no final do exercício	141.724	139.958
Outras contribuições	637	133
Total	142.361	140.091
Circulante	14.015	6.437
Não circulante	128.346	133.653

14.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2018 estão estimadas no montante de R\$ 28.792.

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação CESP nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<u>Ano de pagamento</u>	
2018	84.231
2019	88.618
2020	92.230
2021	96.650
2022 a 2027	667.185
Total	1.028.914

Em 31 de dezembro de 2017, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 10,8 anos.

14.5 Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada:

A estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2018 e as despesas reconhecidas em 2017 e 2016, são como segue:

	2018	2017	2016
	Estimadas	Realizadas	Realizadas
Custo do serviço	4.365	3.153	3.242
Juros sobre obrigações atuariais	114.628	127.561	121.158
Rendimento esperado dos ativos do plano	(102.621)	(113.470)	(115.608)
Total da despesa (receita)	16.372	17.244	8.791

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	31/12/2017	31/12/2016
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,39% a.a.	7,00% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012	ExpR_2012*
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano

* Experiência FUNCESP, agravada em 40%.

14.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2017 e 2016, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2018, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2017.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2017	2016	2017	2016
Renda fixa	80%	83%	0%	0%
Títulos públicos federais	49%	56%	0%	0%
Títulos privados (instituições financeiras)	7%	10%	0%	0%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	2%	1%	0%	0%
Outros investimentos de renda fixa	22%	15%	0%	0%
Renda variável	14%	12%	0%	0%
Ações da CPFL Energia	0%	6%	0%	0%
Fundos de investimento em ações	14%	7%	0%	0%
Investimentos estruturados	3%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	3%	1%	0%	0%
Imóveis	0%	0%	2%	2%
Operações com participantes	0%	0%	2%	2%
	97%	97%	3%	3%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano. O valor justo das ações apresentadas na linha "Ações da controladora CPFL Energia" nos ativos gerenciados pela Fundação CESP foi de R\$ 63.920 em 31 de dezembro de 2016.

	Meta 2018
Renda fixa	75,41%
Renda variável	17,11%
Imóveis	1,46%
Empréstimos e financiamentos	1,61%
Investimentos estruturados	2,70%
Investimentos no exterior	1,71%
	100,00%

A meta de alocação para 2018 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP efetuada ao final de 2017 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2018, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. A Fundação CESP realiza estudos de Asset Liability Management (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos, ou “ALM”) no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. O estudo de ALM representa também importante ferramenta para a gestão do risco de liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada por ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

14.7 Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

- Se a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 34.637 (aumento de R\$ 33.051).
- Se a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 21.195 (aumento de R\$ 21.786).

14.8 Risco de investimento

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC, que são os

índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, o qual inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela Companhia. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação CESP o que ocorre ao menos trimestralmente.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada, exigida pela legislação, a Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: VaR, Tracking Risk, Tracking Error e Stress Test.

A Política de Investimentos da Fundação CESP impõe restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

15. ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	302	335	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 21.3)	57.149	68.210	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	53.779	304	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	39.349	53.675	13.953	1.489
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	21.983	14.175	7.294	6.938
EPE / FNDCT	750	467	-	-
Total	173.312	137.167	21.247	8.427

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2017 no montante de R\$ 30.584 (R\$ 37.484 em 31 de dezembro de 2016), (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 10.701 (R\$ 10.068 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) quota destinada à devolução do aporte da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“conta ACR”) do período de fevereiro a dezembro de 2014, no montante de R\$ 15.864 (R\$ 20.658 em 31 de dezembro de 2016). Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber – CDE (nota 10) no montante de R\$ R\$ 64.211.

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (nota 20.4)

Programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética: A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

16. TRIBUTOS

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	115.711	90.642
Programa de integração social - PIS	5.474	3.381
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	25.212	15.574
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	907	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	607	-
Outros	4.268	4.717
Total	<u>152.178</u>	<u>114.314</u>

17. PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	32.926	13.586	27.968	14.215
Cíveis	24.597	30.362	37.458	38.199
Fiscais				
Imposto de renda	147.100	158.276	139.957	150.439
Outras	32.089	7.179	22.241	6.324
	<u>179.189</u>	<u>165.455</u>	<u>162.198</u>	<u>156.763</u>
Outros	4.375	-	6.244	7.917
Total	<u>241.088</u>	<u>209.403</u>	<u>233.869</u>	<u>217.095</u>

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	<u>Saldo em 31/12/2016</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>Atualização monetária</u>	<u>Saldo em 31/12/2017</u>
Trabalhistas	27.968	23.095	(3.464)	(17.564)	2.892	32.926
Cíveis	37.458	16.907	(3.648)	(28.427)	2.307	24.597
Fiscais	162.198	7.654	(84)	(64)	9.484	179.189
Outros	6.244	1.045	-	(3.478)	564	4.375
Total	<u>233.869</u>	<u>48.701</u>	<u>(7.198)</u>	<u>(49.532)</u>	<u>15.247</u>	<u>241.088</u>

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- (i) **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).

(ii) **Cíveis:**

Danos pessoais - Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

Majoração tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.

(iii) **Fiscais:**

Imposto de renda – A Companhia mantém provisão de R\$ 147.100 (R\$ 139.957 em 31 de dezembro de 2016 referente a ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.

Fiscais outras - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS e SAT.

A rubrica de outros são principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, ou seja, é mais provável do que não (“*more likely than not*”) de que não haja desembolso para estes casos devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2017 e 2016 estavam assim representadas:

	31/12/2017	31/12/2016	Principais causas
Trabalhistas	76.965	68.204	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	121.742	84.367	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	467.045	393.869	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatórias	3.613	7.020	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	669.365	553.459	

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”) pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja decisão definitiva publicada pelo STF, continua válido o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”), o qual tem sido reconhecido pelo TST em decisões recentes. Desta forma, a Administração da Companhia considera como possível o risco de eventuais perdas, e, em função do assunto ainda demandar definição por parte do Judiciário, não é possível estimar com razoável segurança os montantes envolvidos. Adicionalmente, de acordo com a Lei n.º 13.467 de 11 de novembro de 2017, a TR é o índice de correção da Justiça do Trabalho a partir da vigência da norma.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

18. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores e concessionárias	15.504	10.202	-	-
Fundo de reversão	-	-	13.987	13.987
Adiantamentos	1.584	1.477	139	203
Descontos tarifários - CDE	5.479	-	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	219	992	-	-
Convênios de arrecadação (nota 10)	12.491	11.987	-	-
Outros	3.079	1.973	1.395	872
Total	38.355	26.631	15.521	15.063

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

Fundo de reversão: Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do poder concedente.

Adiantamentos: Refere-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

Juros sobre empréstimos compulsórios: Refere-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

19. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017
Em serviço	713.523	3	12.369	725.895	12.372	(207.190)	518.705
Participação da União, Estados e Municípios	18.192	-	-	18.192	-	(3.210)	14.983
Participação Financeira do Consumidor	391.821	3	4.534	396.357	4.537	(133.050)	263.307
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	187.596	-	7.835	195.431	7.835	(52.919)	142.513
Programa de Eficiência Energética - PEE	6.075	-	-	6.075	-	(2.337)	3.738
Pesquisa e Desenvolvimento	17.944	-	-	17.944	-	(6.671)	11.273
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	3.949	-	-	3.949	-	(628)	3.321
Outros	87.946	-	-	87.946	-	(8.376)	79.570
Ultrapassagem de demanda	26.327	-	-	26.327	-	(2.507)	23.820
Excedente de reativos	61.618	-	-	61.618	-	(5.868)	55.750
(-) Amortização Acumulada - AIS	(181.301)	(25.889)	-	(207.190)	(25.889)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(2.550)	(660)	-	(3.210)	(660)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(119.696)	(13.354)	-	(133.050)	(13.354)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(45.544)	(7.375)	-	(52.919)	(7.375)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(2.094)	(242)	-	(2.337)	(242)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(5.698)	(973)	-	(6.671)	(973)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(483)	(145)	-	(628)	(145)	-	-
Outros	(5.235)	(3.141)	-	(8.376)	(3.141)	-	-
Ultrapassagem de demanda	(1.567)	(940)	-	(2.507)	(940)	-	-
Excedente de reativos	(3.668)	(2.201)	-	(5.868)	(2.201)	-	-
Em curso	92.303	36.181	(12.369)	116.115	23.812	-	116.115
Participação Financeira do Consumidor	56.839	(16)	23.825	80.648	23.810	-	80.648
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	208	7.995	(7.835)	367	160	-	367
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	(13)	13	-	-	13	-	-
Valores Pendentes de Recebimento	35.269	28.189	(28.359)	35.099	(170)	-	35.099
Total	624.525	10.295	-	634.820	10.295	(207.190)	634.820

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

Obrigações Especiais	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	3,67%	485.040	240.855	725.895
Participação da União, Estados e Municípios		18.192	-	18.192
Participação Financeira do Consumidor		155.502	240.855	396.357
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		195.431	-	195.431
Programa de Eficiência Energética - PEE		6.075	-	6.075
Pesquisa e Desenvolvimento		17.944	-	17.944
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		3.949	-	3.949
Outros		87.946	-	87.946
Ultrapassagem de demanda		26.327	-	26.327
Excedente de reativos		61.618	-	61.618
(-) Amortização Acumulada		(115.758)	(91.432)	(207.190)
Participação da União, Estados e Municípios		(3.210)	-	(3.210)
Participação Financeira do Consumidor		(41.618)	(91.432)	(133.050)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(52.919)	-	(52.919)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(2.337)	-	(2.337)
Pesquisa e Desenvolvimento		(6.671)	-	(6.671)
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		(628)	-	(628)
Outros		(8.376)	-	(8.376)
Ultrapassagem de demanda		(2.507)	-	(2.507)
Excedente de reativos		(5.868)	-	(5.868)
Total		369.282	149.423	518.705

20. PATRIMÔNIO LIQUIDO

O capital social da Companhia está assim distribuído em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

31/12/2017 - Quantidade de ações			
Acionistas	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	53.096.770.180	53.096.770.180	100,00
Total	53.096.770.180	53.096.770.180	100,00

31/12/2016 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00
Total	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00

20.1 - Aumento de capital

Através da AGO/E de 4 de abril de 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 4.588, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado em 2016 sem emissão de novas ações.

20.2 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao “Benefício Fiscal do Intangível Incorporado” oriundo da incorporação da antiga controladora DRAFT I Participações S/A, conforme mencionado na nota 9.1.

20.3 - Resultado abrangente acumulado:

20.3.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 436.548 (R\$ 288.122 líquido dos tributos) corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010.

20.3.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 115.138 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

20.4 – Distribuição de dividendo e juros sobre o capital próprio (“JCP”)

Na AGO/E de 4 de abril de 2017 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2016, através de (i) declaração de dividendo intermediário declarado em junho de 2016 no montante de R\$ 72.080. Este valor foi retificado na AGO/E de 4 de abril de 2017 e o valor passou para R\$ 59.916.

Conforme previsto em Estatuto Social da Companhia e com base nos resultados do primeiro semestre de 2017, a Administração da Companhia aprovou, em 4 de setembro de 2017, a declaração de dividendos, no montante de R\$ 52.722 sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,950795647 e para cada lote de mil ações preferenciais o valor de R\$ 1,045875212.

No exercício de 2017, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 112.638 referente a dividendos.

20.5 - Destinação do lucro líquido societário do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de:

- a) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 33.464 (R\$ 28.445 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,630250424 (R\$ 0,535712860 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2017.

Lucro líquido do exercício	152.080
Reserva legal	(7.604)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(14.501)
Dividendo intermediário	(52.722)
Juros sobre capital próprio proposto	(33.464)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(43.789)

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 43.789 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

21. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2017	2016 (*)	2017	2016	2017	2016
Fornecimento - Faturado	1.720.106	1.694.748	7.797.775	8.475.278	2.699.215	3.191.564
Residencial	1.612.281	1.585.420	3.864.385	3.761.710	1.378.908	1.466.478
Industrial	6.368	6.482	1.245.002	1.740.077	444.394	672.557
Comercial	82.764	84.063	1.815.661	2.058.869	639.651	785.709
Rural	7.241	7.207	104.345	102.491	24.675	26.359
Poder público	8.145	8.352	218.862	217.621	72.737	78.492
Iluminação pública	2.127	2.053	325.851	323.088	68.097	69.263
Serviço público	1.180	1.171	223.670	271.422	70.753	92.707
Consumo próprio	139	132	4.863	4.613	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			2.411.163	1.970.280	705.305	211.588
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					1.937.325	2.558.414
Consumidores Cativos					1.506.116	2.052.416
Consumidores Livres					431.209	505.998
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					(1.900)	(39.216)
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					532.712	(715.004)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					796.227	(586.422)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(29.967)	(26.677)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(233.548)	(101.906)
Outras Receitas Vinculadas					165.869	262.941
Serviços Cobráveis					6.788	6.329
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					159.081	256.612
Total	1.720.245	1.694.880	10.213.801	10.450.171	6.038.526	5.470.287

(*) Não Auditado

21.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("PRORET"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de maio de 2015, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária

periódica.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como passivos financeiros setoriais e em obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

21.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III

Em 17 de outubro de 2017, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2017 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em 7,69%, sendo 6,33% relativos ao reajuste econômico e 1,37% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2016). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 17,28% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado ao RTA ocorrido em outubro de 2016. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2017 a 22 de outubro de 2018.

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). O efeito médio percebido pelos consumidores foi negativo de -6,8% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente em abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos.

Em 18 de outubro de 2016, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2016 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em -12,54%, sendo -5,35% relativos ao reajuste econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2015). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -24,21% (conforme divulgado na Resolução Homologatória, quando comparado à Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) ocorrida em outubro de 2015. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2016 a 22 de outubro de 2017.

21.3 – Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2017, foi registrada receita de R\$ 159.081 (R\$ 256.612 em 2016), sendo (i) R\$ 9.333 (R\$ 12.733 em 2016) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 102.245 (R\$ 90.332 em 2016) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 47.503 (R\$ 153.547 em 2016) de desconto tarifário – liminares. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11).

21.4 - Conta de desenvolvimento energético – (“CDE”)

A ANEEL, por meio das REH nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, alterada pela REH nº 2.204 de 07 de março de 2017, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2017. Essas quotas contemplam: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015.

Adicionalmente, por meio da REH nº 2004, de 15 de dezembro de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, cujos valores foram atualizados pela REH nº 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de outubro de 2017 a setembro de 2018.

21.5 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode 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. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,00 e R\$ 3,00 e R\$ 5,00, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados conforme decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

No exercício de 2017 a Companhia faturou dos seus consumidores o montante de R\$ 159.512 (R\$ 95.773 em 2016) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica "Bandeiras tarifárias e outros".

Em 2017, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de dezembro de 2016 a outubro de 2017. O montante faturado homologado nesse período foi de R\$ 110.563, registrados na rubrica "Bandeiras tarifárias e outros". Deste montante R\$ 89.349 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 21.214 foram repassados para a conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias ("CCRBT"). O montante de R\$ 53.779, referente a bandeira tarifária faturada em novembro e dezembro de 2017 e não homologado, está registrado em encargos setoriais (nota 18).

22. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2017	2016	2017	2016
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.290.164	2.304.989	457.071	445.761
PROINFA	201.123	224.084	40.329	86.068
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	9.075.577	9.210.310	2.391.069	1.566.950
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(267.183)	(194.137)
Subtotal	11.566.864	11.739.383	2.621.286	1.904.642
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			238.778	168.593
Encargos de transporte de itaipu			31.102	11.696
Encargos de conexão			17.831	15.214
Encargos de uso do sistema de distribuição			17.706	13.637
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER			(77.188)	78.504
Encargos de energia de reserva - EER			-	23.301
Crédito de PIS e COFINS			(21.111)	(28.762)
Subtotal			207.117	282.182
Total			2.828.403	2.186.823

23. PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2017	2016
<u>Pessoal</u>		
Remuneração	90.120	99.104
Encargos	25.287	27.643
Previdência privada - Corrente	1.680	2.001
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	17.117	8.791
Despesas rescisórias	6.592	3.724
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	11.113	9.193
Outros benefícios - Corrente	26.229	25.627
Outros (a)	1.243	(22.264)
Subtotal	179.379	153.819
<u>Administradores</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	2.125	1.469
Benefícios dos administradores	994	773
Subtotal	3.119	2.242
Total	182.498	156.060

(a) Capitalização de despesas com pessoal para ordens de investimentos "ODI"

24. RESULTADO FINANCEIRO

	2017	2016
<u>Receitas</u>		
Rendas de aplicações financeiras	54.988	58.319
Acréscimos e multas moratórias	42.645	55.941
Atualização de créditos fiscais	1.159	2.727
Atualização de depósitos judiciais	10.920	15.343
Atualizações monetárias e cambiais	3.810	27.540
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	1.637	1.374
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	36.931	179.769
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(7.393)	(16.321)
Outros	9.908	9.630
Total	154.605	334.321
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(102.855)	(112.381)
Atualizações monetárias e cambiais	(93.669)	(126.429)
(-) Juros capitalizados	3.585	1.790
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(48.361)	(186.226)
Outros	(13.931)	(23.412)
Total	(255.230)	(446.659)
Resultado Financeiro	(100.626)	(112.338)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2017 e 2016 sobre o ativo imobilizado qualificável, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos de perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 38.623 no exercício de 2017 (R\$ 310.880 em 2016) (nota 28).

25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2017, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influências significativas sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- b) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, da controladora e por um membro independente, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas

A Companhia pagou em janeiro de 2017, faturas renegociadas de compra de energia com a CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó e CPFL Geração que tinham vencimento original de novembro a dezembro de 2016. A Companhia renegociou, para pagamento em janeiro de 2018, o vencimento original de novembro a dezembro de 2017 referente a faturas de compra de energia com as controladas em conjunto da CERAN e CPFL Geração.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2017, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 3.119 (R\$ 2.242 em 2016). Este valor é composto por R\$ 2.571 (R\$ 1.892 em 2016) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 40 (R\$ 49 em 2016) de benefícios pós-emprego e R\$ 508 (R\$ 301 em 2016) de Outros Benefícios de Longo Prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia são como seguem:

Empresas	Passivo	Despesa/custo
	31/12/2017	2017
Encargos - Rede básica		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	189	14.029

As informações comparativas abaixo referem-se ao período em que os acionistas controladores indiretos eram aqueles anteriores à mudança de controle para a State Grid Corporation of China.

	Ativo	Passivo	Receita	Despesa/custo
Empresas	31/12/2016	31/12/2016	2016	2016
Saldo bancário e aplicação financeira				
Banco do Brasil S.A.	1.281	-	-	-
Empréstimos e financiamentos (*), Debêntures (*) e Derivativos (*)				
Banco do Brasil S.A.	-	344.332	-	46.449
Banco BNP Paribas Brasil S.A.	3.759	-	-	49.277
Outras operações financeiras				
Banco do Brasil S.A.	-	247	69	1.199
Imobilizado, materiais e prestação de serviço				
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	2
Cia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	2	-	9	2
Concessionária de Rodovias do Oeste de São Paulo – ViaOeste S.A.	-	-	-	6
Concessionária do Sistema Anhanguera-Bandeirantes S.A.	86	-	-	-
Oi Móvel S.A.	-	-	-	89
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	1	-
TIM CELULAR S.A.	3	2	70	-
TOTVS S.A.	-	1	-	8
Compra e venda de energia e encargos				
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	8	-	262
Aliança Geração de Energia S.A.	-	244	-	9.897
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	881
Baguari 1 Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	19
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	810
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	817
Calango 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	978
Calango 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	835
Calango 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	977
Calango 4 Energia Renovável S.A.	-	-	-	907
Calango 5 Energia Renovável S.A.	-	-	-	961
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	470	-	17.652
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	11
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	654
Norte Energia S.A.	-	1.398	-	17.479
Rio PCH I S.A.	-	45	-	1.810
SE Narandiba S.A.	-	-	-	33
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	101	-	4.104

(*) Incluem os ajustes de marcação a mercado

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia S.A., são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016	2017	2016
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	99	73	209	3	-	-	(1.057)	(960)
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	1	-	-	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	695	537	557	533	-	-	(407)	790
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	26	-	-	-	-	(336)	(336)
Companhia Leste Paulista de Energia (*)	-	7	-	-	-	-	(96)	(96)
Companhia Sul Paulista de Energia (*)	-	10	-	2	-	-	(127)	(127)
Companhia Jaguari de Energia	80	8	12	8	-	-	(102)	28
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	5	-	-	-	-	(65)	(65)
Rio Grande Energia S.A.	226	169	14	7	-	-	(2.486)	(2.115)
CPFL Geração de Energia S.A.	78	73	37	17	-	-	(924)	(797)
CPFL Energia S.A.	71	69	-	-	-	-	(1.106)	(971)
CPFL Renováveis - Consolidado	-	16	-	16	-	-	(20)	(23)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	58	26	5	4	-	-	(424)	(372)
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	1	-	-	-	-	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	3	5	1	-	-	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	(14)	(32)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Arrendamento e aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	866	807
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	138	68	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	47	-	-	392	744	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	6	6	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	72.080	-	-	-	-
Imobilizado, materiais e prestação de serviço								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	76.440	30.163	12.817	2.147	10	27	20.255	17.042
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	812	667	-	-	8.817	7.576
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	705	767	-	-	8.448	7.579
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	139
CPFL Telecom S.A.	2	2	-	-	-	-	16.472	114
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	785	739	-	-	10.383	10.283
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Paulista de Força e Luz	18	14	1.596	1.127	-	-	17.697	13.628
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	17.501	17.564	-	-	67.508	63.196
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3	3	-	-	34	32
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	8.271	5.278	-	-	64.340	42.628
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	85	83	-	-	894	834
Campos Novos Energia S.A.	-	-	17.600	26.818	-	-	107.086	106.927
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	13.334	8.744	-	-	53.428	49.931
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	11.359	11.474	-	-	131.439	122.778
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	957	1.340	-	-	12.187	13.921
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	29	32
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	10	-
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	23	14	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	503	-

(*) Os saldos de ativo e passivo e as operações de resultado realizadas após 31/10/2017, estão apresentadas na Companhia Jaguari de Energia em função da incorporação dessas empresas pela Companhia Jaguari de Energia.

26. SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016 (*)</u>
Ativo imobilizado	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	480.149	452.896
Transporte	Transporte nacional	44.893	84.200
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	19.140	23.740
Automóveis	Cobertura compreensiva	685	811
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	21.795	20.946
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	158.000	180.000
Total		759.662	782.592

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério de rateio.

27. GESTÃO DE RISCO

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe a este fórum, tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

Ao Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações contábeis regulatórias aos quais a Companhia está exposto bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da Companhia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos

exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos na Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 30. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir Igarantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco quanto à escassez de energia: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional ("SIN") permitiram a geração de energia ao longo de 2017 sem riscos de abastecimento, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à entrada em operação de novas unidades geradoras hidrelétricas na região Norte e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de

operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia utiliza-se de sistema de software (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o Mark to Market, Stress Testing e Duration dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2017	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	354.082	354.082
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	20.377	20.377
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	168.582	168.582
					543.041	543.041
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(c)	(1)	Nível 2 (***)	201.960	183.583
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	965.977	965.977
Debêntures - principal e encargos	13	(c)	(1)	Nível 2 (***)	602.264	599.175
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	19.753	19.753
					1.789.954	1.768.488

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 6.337 em 2017 (perda de R\$ 52.122 em 2016).

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1)

Legenda

Categoria:

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Disponível para venda
- (c) - Outros passivos financeiros

Mensuração:

- (1) - Mensurado ao custo amortizado
- (2) - Mensurado ao valor justo

Os principais instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações contábeis regulatórias, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - CDE, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;

- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias, (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, (vii) convênios de arrecadação, (viii) descontos tarifários – CDE, (ix) coligadas, controladas e controladora, (x) passivo financeiro setorial e (xi) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2017 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

b) Instrumentos Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)				Moeda / indexador	Vencimento final	Nocional	
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos (2)				Ganho (Perda) na marcação a mercado
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo:								
Hedge variação cambial:								
Citibank	45.457	-	45.457	47.966	(2.509)	dólar	03/2019	117.250
Bradesco	27.046	-	27.046	27.257	(211)	dólar	04/2018	55.138
J.P. Morgan	27.050	-	27.050	27.259	(209)	dólar	04/2018	55.138
Citibank	30.880	-	30.880	35.979	(5.099)	dólar	01/2020	169.838
BNP Paribas	37.212	-	37.212	36.649	563	euro	01/2018	175.714
Bradesco	-	(5.163)	(5.163)	(4.068)	(1.095)	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(4.805)	(4.805)	(4.055)	(750)	dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.971)	(4.971)	(4.062)	(910)	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(2.339)	(2.339)	(2.035)	(304)	dólar	05/2021	29.516
Citibank	-	(2.474)	(2.474)	(2.040)	(434)	dólar	05/2021	29.516
Subtotal	167.645	(19.753)	147.891	158.850	(10.960)			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo:								
Hedge variação de taxa de juros (1)								
Votorantin	536	-	536	122	414	CDI	02/2021	135.000
Santander	402	-	402	91	310	CDI	02/2021	100.000
Subtotal	938	-	938	213	724			
	168.582	(19.753)	148.829	159.064	(10.235)			
Circulante	92.245	-						
Não circulante	76.337	(19.753)						
Total	168.582	(19.753)						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas vide nota 14 e 15.

(1) Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre a amortização da dívida.

(2) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida original contratada.

	Saldo em 31/12/2016	Atualização monetária e cambial e MTM	Liquidação	Saldo em 31/12/2017
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	101.997	(19.799)	76.652	158.850
Para dívidas não designadas a valor justo	(335)	174	374	213
Marcação a mercado (*)	8.764	(18.999)	-	(10.235)
	110.426	(38.624)	77.026	148.829

(*) Os efeitos no resultado de 2017 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 19.878 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) ganho de R\$ 879 para as dívidas não designadas a valor justo.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 13).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2017 e 2016, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
	2017	2016
Varição de taxas de juros	175	(661)
Varição cambial	(19.799)	(358.412)
Marcação a mercado	(18.999)	48.193
	(38.623)	(310.880)

c) Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, IPCA,

SELIC e TJLP), conforme demonstrado:

c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2017 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(749.736)		(33.883)	162.022	357.926
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	757.607		34.239	(163.723)	(361.684)
	7.871	baixa dolar	356	(1.701)	(3.758)
Instrumentos financeiros passivos	(218.814)		(14.978)	43.470	101.918
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	219.694		15.038	(43.645)	(102.328)
	880	baixa euro	60	(175)	(410)
Total	8.751		416	(1.876)	(4.168)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2017 foi de R\$ 3,31 para o dólar e R\$ 3,97 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada R\$ 3,46 e R\$ 4,24, e a depreciação cambial de 4,52% e 6,85%, do dólar e do euro respectivamente de 31 de dezembro de 2017.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro ser um ativo, o risco é baixa do dólar e do euro e portanto o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

c.2) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2017 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 6,89% a.a.; TJLP 7,00% a.a., IPCA 2,76% a.a., e SELIC 9,70% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações contábeis regulatórias para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 69.966 (despesa de CDI R\$ 72.799, TJLP R\$ 5.944, IPCA R\$ 1.719 e receita com SELIC R\$ 2.832). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Cenário provável (a)	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	314.485		(252)	5.103	10.457
Instrumentos financeiros passivos	(542.592)		434	(8.804)	(18.041)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(828.472)		663	(13.442)	(27.547)
	(1.056.579)	alta CDI	845	(17.143)	(35.131)
Instrumentos financeiros passivos	(84.916)	alta TJLP	212	(1.221)	(2.654)
Instrumentos financeiros passivos	(62.299)	alta IPCA	(692)	(1.294)	(1.897)
Ativos e passivos financeiros setoriais	77.503		(2.201)	(3.530)	(4.859)
Instrumentos financeiros passivos	(37.052)		1.052	1.688	2.323
	40.451	baixa SELIC	(1.149)	(1.842)	(2.536)
Total	(1.163.343)		(784)	(21.500)	(42.218)

(a) Os índices de CDI, TJLP, IPCA e SELIC considerados de: 6,81%, 6,75%, 3,87% e 6,86% respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices do cenário provável.

d) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros

registrados em 31 de dezembro de 2017, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2017	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
	12		516.383	977	-	-	-	-	517.360
	13	6,58%	230.408	16.735	250.625	692.323	95.146	5.039	1.290.276
	28		-	126	867	1.912	19.939	-	22.844
	13	7,77%	2.237	80.900	20.213	236.178	342.860	67.351	749.739
	15		111.230	-	-	-	-	-	111.230
	18		6.800	8.703	-	-	-	-	15.504
	15		-	750	2.617	-	-	-	3.367
	18		-	12.491	-	-	-	-	12.491
	18		-	-	-	-	-	13.987	13.987
			867.058	120.682	274.322	930.413	457.945	86.377	2.736.798

e) Risco de crédito

Caixa, equivalentes de caixa e derivativos são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* AA-.

O risco de crédito nas operações de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias é decorrente da exposição a perdas financeiras resultantes do descumprimento de obrigações financeiras pelas contrapartes. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

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

Nos exercícios de 2017 e 2016, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2017		2016	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	231	(21.900)	(117.569)	(44.555)
Compra estimada (*)	110.793	34.224	-	(14)
Total	111.024	12.324	(117.569)	(44.569)

(*) referente ao período 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017 (período de 1 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016)

	2017		2016	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	2.293.097	686.685	1.449.439	136.783
Venda estimada (*)	-	-	406.824	58.520
Total	2.293.097	686.685	1.856.263	195.303

(*) referente ao período 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017 (período de 1 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016)

Situação normal: Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pela Companhia que tiveram excedente/falta de energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foram determinados pela CCEE e referendados pela Companhia.

Situação excepcional: Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pela Companhia que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, são normalmente determinados pela CCEE. Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, os valores foram estimados pela

Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

30. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

30.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 11 de junho de 2014 e 1º de setembro de 2014, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 23/2014 a proposta de metodologia do 4º ciclo de revisão tarifária periódica (4CRTP) das distribuidoras de energia elétrica. As metodologias em discussão foram: Base de Remuneração Regulatória, Custo de Capital, Custos Operacionais Eficientes, Fator X, Outras Receitas e Perdas não técnicas.

Após análise das contribuições recebidas, a ANEEL aprimorou as propostas metodológicas e as submeteu à segunda etapa de Audiência Pública, no período de 11 de dezembro de 2014 a 09 de fevereiro de 2015, de modo a proporcionar aos interessados a oportunidade de oferecer contribuições adicionais para a metodologia e critérios a serem adotados.

Para o tema Base de Remuneração (BRR), a segunda rodada ocorreu em separado, na terceira etapa da Audiência Pública, cujas contribuições foram de 09 de abril de 2015 a 25 de maio de 2015.

Como resultado, a Resolução Normativa nº 648 de 03 de fevereiro de 2015 aprovou o do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual trata da estrutura ótima de capital e do custo de capital das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 aprovou as novas versões dos Submódulos 2.1, 2.2, 2.5, 2.6 e 2.7, que compõem o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os quais tratam dos temas Procedimentos Gerais, Custos Operacionais, Fator X, Perdas de Energia e Outras Receitas, respectivamente.

Por fim, a Resolução Normativa nº 686 de 17 de novembro de 2015, aprovou a nova versão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária –PRORET, que trata da metodologia de Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de distribuição.

Com base no laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e nos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, em 20 de outubro de 2015, foi homologado, por meio da Resolução Homologatória 1.972/2015, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga.

As tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Outorgada resultantes do processo de revisão tarifária de 2015 tiveram reajuste médio de 56,29%, correspondendo a um efeito médio de 21,11% percebido pelos consumidores.

30.2. Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Extraordinária

30.2.1. Reajuste Tarifário Anual

No reajuste anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para reajuste das tarifas de energia elétrica, com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X, conforme mencionado no parágrafo anterior.

No exercício de 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº 2.157 de 18 de outubro de 2016 as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Companhia resultantes do processo de reajuste tarifário de 2016, cujo efeito tarifário médio a ser percebido pelo consumidor foi de -24,21%, sendo -30,23% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -19,54% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT).

No caso do exercício de 2017, a ANEEL estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº

2.314, de 17 de outubro de 2017, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição resultantes do processo de reajuste tarifário de 2017. O efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores foi de 17,28%, sendo 21,51% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 14,86% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT).

Adicionalmente a ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017, um ajuste na tarifa das distribuidoras de energia elétrica com o objetivo de reverter os efeitos da inclusão da parcela de Encargo de Energia de Reserva – EER correspondente à usina de Angra III. Exclusivamente no mês de abril de 2017 a tarifa foi reduzida para reverter os valores incluídos da usina Angra III desde o processo tarifário anterior e, a partir de maio de 2017, a tarifa homologada foi revista permanecendo até o processo tarifário de outubro de 2017.

30.2.2. Revisão Tarifária Extraordinária

A Revisão Tarifária Extraordinária pode ocorrer a qualquer momento, independentemente de reajustes e revisões, caso ocorram reduções ou aumentos significativos nos custos da concessionária ou criação/extinção de tributos e encargos posteriores à assinatura do contrato de concessão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou por meio da Resolução Homologatória nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015, em caráter extraordinário, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste). O efeito médio percebido pelo consumidor da área de concessão da Companhia foi de: 40,49% no grupo A, 21,47% no grupo B, total de 29,78% (conforme divulgado na Resolução Homologatória). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 22 de outubro de 2015.

30.3. Composição da Base de Remuneração Regulatória

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP vigente devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração aprovada no CRTP anterior deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) As inclusões entre as datas-bases do CRTP vigente e anterior, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do CRTP vigente;
- c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária - base incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do CRTP vigente; e
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, aprovado pelo Despacho nº 3.500 de 16 de outubro de 2015.

Descrição	Valores R\$ mil
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.218.597
(2) Índice de Aproveitamento Integral	594
(3) Obrigações Especiais Bruta	654.988
(4) Bens Totalmente Depreciados	542.843
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.020.172
(6) Depreciação Acumulada	1.942.585
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.276.012
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	105
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.275.907
(10) Almoxarifado em Operação	1.483
(11) Ativo Diferido	0
(12) Obrigações Especiais Líquida	522.317
(13) Terrenos e Servidões	150.594
(14) Base de Remuneração Líquida = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.905.666
(15) Saldo RGR PLPT	226
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	0
(17) Taxa de Depreciação	3,65%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	110.236
(19) RC sem Obrigações Especiais	233.609
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	10.414
(21) Remuneração do Capital (RC)	244.023

30.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – (“CAIMI”).

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, aprovado pelo Despacho nº 3.500 de 16 de outubro de 2015.

Descrição	Valores R\$ mil
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	191.347
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	47.837
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	47.837
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	95.673
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	4.647
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	9.766
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	23.916
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	38.330

31. CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2017 e 2016:

Reclassificações e ajustes 2017:

	Reclassificações				Ajustes						
	Regulatório	Cauções de aplicações financeiras (b)	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão	Obrigação Especial (b)	Reavaliação Regulatória Computatória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	Societário
Ativo											
Ativo Circulante											
Depósitos Judiciais e Cauções	-	790	-	-	-	-	-	-	-	-	790
Investimentos Temporários	790	(790)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais	410.512	-	(410.512)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante											
Depósitos Judiciais e Cauções	209.403	6.583	-	-	-	-	-	-	-	-	215.986
Investimentos Temporários	6.583	(6.583)	-	-	-	-	-	-	-	19.377	19.377
Tributos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais	580.441	-	(466.216)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	2.573.489	-	-	664.876	(2.006.547)	-	(566.942)	303.499	-	-	19.377
Imobilizado	105.892	-	-	(664.876)	2.006.547	(485.397)	(19.029)	-	-	-	114.225
Intangível	3.887.110	-	(876.729)	-	-	(485.397)	(585.971)	303.499	14.973	-	958.110
Passivo											
Passivo Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	447.234	-	(410.512)	-	-	-	-	-	-	-	36.722
Passivo Não Circulante											
Tributos diferidos	20.769	-	-	-	-	-	-	-	-	(20.769)	-
Passivos Financeiros Setoriais	466.216	-	(466.216)	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	634.820	-	-	-	-	(485.397)	(149.423)	-	-	-	-
Total	1.569.039	-	(876.729)	-	-	(485.397)	(149.423)	-	-	(20.769)	36.721
	2.318.071	-	-	-	-	-	(436.548)	303.499	14.973	40.146	2.240.140

(a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.

(b) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

Reclassificações e ajustes 2016:

	Reclassificações			Ajustes						
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (e)	Obrigação Especial (b)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	Societário
Ativo										
Ativo Circulante	421.252	(421.252)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos	71.464	(71.464)	-	-	-	-	-	-	52.320	52.320
Ativos Financeiros Setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	2.459.739	-	579.451	(1.841.667)	-	(618.072)	281.528	-	-	860.979
Imobilizado	106.350	-	(579.451)	1.841.667	(466.324)	(20.916)	-	16.355	-	897.678
Intangível	3.058.804	(492.716)	-	-	(466.324)	(638.989)	281.528	16.355	52.320	1.810.977
Passivo										
Passivo Circulante	681.894	(421.252)	-	-	-	-	-	-	-	260.642
Passivos Financeiros Setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos	9.868	-	-	-	-	-	-	-	(9.868)	-
Passivos Financeiros Setoriais	165.251	(71.464)	-	-	-	-	-	-	-	93.787
Obrigações vinculadas a concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	624.525	-	-	-	(466.324)	(158.201)	-	-	-	-
	1.481.538	(492.716)	-	-	(466.324)	(158.201)	-	-	(9.868)	354.429
Total	1.577.266	-	-	-	-	(480.789)	281.528	16.355	62.188	1.456.549

(a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.

(b) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	31/12/2017	31/12/2016
Total do ativo conforme contabilidade societária	3.615.098	3.656.198
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	1.603.375	1.673.216
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(1.017.404)	(1.034.226)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(303.499)	(281.528)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(14.973)	(16.355)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(40.146)	(62.188)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	876.728	492.715
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	485.397	466.324
Reclassificação de tributos diferidos (c)	20.769	9.868
Total do ativo regulatório	5.225.346	4.904.024

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias a partir de 2015 é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos seguindo o mesmo critério utilizado para as demonstrações contábeis societárias

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	461.059	355.755
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	1.362.519	1.432.361
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(925.971)	(951.572)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(303.499)	(281.528)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(14.973)	(16.355)
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)	-	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(40.146)	(62.188)
Patrimônio líquido regulatório	538.989	476.473

31.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2017			2016		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário Reclassificado
Receita / Ingresso	6.038.526	363.534	6.402.060	5.470.287	271.420	5.741.707
Fornecimento de Energia Elétrica	2.697.315	-	2.697.315	3.152.348	-	3.152.348
Suprimento de Energia Elétrica	18.620	-	18.620	16.285	-	16.285
Energia Elétrica de Curto Prazo	686.685	-	686.685	195.303	-	195.303
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	1.937.325	-	1.937.325	2.558.414	-	2.558.414
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	532.712	-	532.712	(715.004)	-	(715.004)
Serviços Cobráveis	6.788	-	6.788	6.329	-	6.329
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	159.081	-	159.081	256.612	-	256.612
Outras Receitas	-	363.534	363.534	-	271.420	271.420
Tributos	(1.456.004)	-	(1.456.004)	(1.613.787)	-	(1.613.787)
ICMS	(889.876)	-	(889.876)	(1.100.506)	-	(1.100.506)
PIS-PASEP	(100.969)	-	(100.969)	(91.541)	-	(91.541)
COFINS	(465.069)	-	(465.069)	(421.643)	-	(421.643)
ISS	(90)	-	(90)	(97)	-	(97)
Encargos - Parcela "A"	(948.733)	-	(948.733)	(995.160)	-	(995.160)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(18.487)	-	(18.487)	(14.623)	-	(14.623)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(18.487)	-	(18.487)	(14.623)	-	(14.623)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(690.560)	-	(690.560)	(831.066)	-	(831.066)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(3.924)	-	(3.924)	(3.885)	-	(3.885)
Outros Encargos	(217.275)	-	(217.275)	(130.962)	-	(130.962)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	3.633.788	363.534	3.997.322	2.861.340	271.420	3.132.760
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(2.828.403)	-	(2.828.403)	(2.186.823)	-	(2.186.823)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.580.957)	-	(2.580.957)	(1.818.574)	-	(1.818.574)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(40.329)	-	(40.329)	(86.068)	-	(86.068)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(207.117)	-	(207.117)	(282.182)	-	(282.182)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	805.384	363.535	1.168.919	674.517	271.420	945.937
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(549.914)	(293.558)	(843.472)	(468.575)	(252.927)	(721.502)
Pessoal e Administradores	(165.381)	127	(165.254)	(147.269)	-	(147.269)
Entidade de previdência privada	(17.117)	(127)	(17.244)	(8.791)	-	(8.791)
Material	(22.568)	-	(22.568)	(18.210)	-	(18.210)
Serviços de Terceiros	(140.110)	-	(140.110)	(121.886)	-	(121.886)
Arrendamento e Aluguéis	(4.532)	-	(4.532)	(4.215)	-	(4.215)
Seguros	(756)	-	(756)	(784)	-	(784)
Doações, Contribuições e Subvenções	(561)	-	(561)	(464)	-	(464)
Provisões	(79.354)	-	(79.354)	(86.770)	-	(86.770)
(-) Recuperação de Despesas	4.372	-	4.372	4.710	-	4.710
Tributos	(2.877)	-	(2.877)	(2.454)	-	(2.454)
Depreciação e Amortização	(128.844)	32.506	(96.338)	(98.884)	6.223	(92.661)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(34.353)	-	(34.353)	(31.616)	-	(31.616)
Outras Receitas Operacionais	66.443	(66.443)	-	65.572	(65.572)	-
Outras Despesas Operacionais	(24.277)	(259.621)	(283.898)	(17.514)	(193.578)	(211.092)
Resultado da Atividade	255.471	69.976	325.447	205.941	18.494	224.435
Resultado Financeiro	(100.626)	-	(100.626)	(112.338)	5.459	(106.879)
Receitas Financeiras	154.605	(36.931)	117.674	334.321	(174.310)	160.011
Despesas Financeiras	(255.230)	36.931	(218.299)	(446.659)	179.769	(266.890)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	154.845	69.976	224.821	93.603	23.952	117.556
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(48.949)	(23.792)	(72.741)	(41.298)	(8.145)	(49.442)
Resultado Líquido do Exercício	105.896	46.184	152.080	52.306	15.809	68.114
Atribuível aos Acionistas Controladores	105.896	46.184	152.080	52.306	15.809	68.114

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória, nos exercícios de 2017 e 2016:

Reclassificações e ajustes 2017:

	Reclassificações				Ajustes				Societário		
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Ganho na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (a)	Transferência ordens em curso (b)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)		Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)
Receita/Ingresso											
Outras receitas	-	277.861	63.702	-	-	-	-	21.971	-	-	363.534
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"											
Pessoal e Administradores	(165.381)	-	-	-	127	-	-	-	-	-	(165.254)
Entidade de previdência privada	(17.117)	-	-	-	(127)	-	-	-	-	-	(17.244)
Depreciação e Amortização	(128.844)	-	-	-	-	-	33.888	-	(1.382)	-	(96.338)
Outras receitas operacionais	66.443	-	(63.702)	(2.741)	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(24.277)	(277.861)	-	2.741	-	-	15.499	-	-	-	(283.898)
Resultado Financeiro											
Receitas Financeiras	154.605	-	-	-	-	(36.931)	-	-	-	-	117.674
Despesas Financeiras	(255.230)	-	-	-	-	36.931	-	-	-	-	(218.299)
Despesa com Impostos sobre o Lucro											
	(48.949)	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.792)	(72.741)
Lucro Líquido	105.896	-	-	-	-	-	49.387	21.971	(1.382)	(23.792)	152.080

(a) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias

Reclassificações e ajustes 2016:

	Reclassificações			Ajustes					Societário	
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Ganho na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (a)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)		PIS/COFINS Diferidos Expectativa de Fluxo de Caixa (31.3.4)
Receita/Ingresso										
Outras receitas	-	203.463	63.334	-	-	-	4.623	-	-	-
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"										
Depreciação e Amortização	(98.884)	-	-	-	-	7.605	-	(1.382)	-	-
Outras receitas operacionais	65.572	-	(63.334)	(2.239)	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(17.514)	(203.463)	-	2.239	-	5.308	2.339	-	-	-
Resultado Financeiro										
Receitas Financeiras	334.321	-	-	-	(179.769)	-	-	-	5.459	-
Despesas Financeiras	(446.659)	-	-	-	179.769	-	-	-	-	-
Despesa com impostos sobre o Lucro	(41.298)	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.145)
Lucro Líquido	52.306	-	-	-	-	12.913	6.962	(1.382)	5.459	(8.145)
Conciliação do lucro líquido societário e regulatório										
						2017		2016		
Lucro líquido conforme contabilidade societária						152.080		68.114		
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:										
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)						(15.499)		(5.308)		
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)						(33.888)		(7.605)		
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)						(21.971)		(6.962)		
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)						1.382		1.382		
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)						-		(5.459)		
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)						23.792		8.144		
Lucro líquido regulatório						105.896		52.306		

31.3. Composição dos ajustes

31.3.1 Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória - Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2016 e 2015, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 8,11 e 19 deste relatório estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2017:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	1.519.656	(952.714)	566.942
Ativo intangível	83.718	(64.689)	19.029
Obrigações especiais	(240.855)	91.432	(149.423)
Total	1.362.519	(925.971)	436.548
Efeito IR e CSLL	(463.257)	314.830	(148.426)
Efeito líquido	899.263	(611.141)	288.122

Conforme mencionado na nota 3.6, em 2017 e 2016 foi contemplado os efeitos da implantação do laudo homologado da revisão tarifária, cujo efeitos estão demonstrados na nota 11.

Saldo em 31 de dezembro de 2016:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	1.588.896	(970.824)	618.072
Ativo intangível	84.321	(63.403)	20.918
Obrigações especiais	(240.855)	82.654	(158.201)
Total	1.432.361	(951.572)	480.789
Efeito IR e CSLL	(487.003)	323.535	(163.468)
Efeito líquido	945.358	(628.038)	317.321

31.3.2. Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

31.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e, que serão amortizados até o prazo final da concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

31.3.4. PIS/COFINS diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)

Os ajustes são decorrentes de contabilização na contabilidade societária de PIS/COFINS sobre a expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos foram realizados na contabilidade societária, mas para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes na conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios.

31.3.5. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de

diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

32. COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2017	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 11 anos	1.877.135	3.701.265	3.813.966	9.404.710	18.797.076
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	436.589	855.920	832.401	2.305.347	4.430.257
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	498.053	993.898	1.175.809	3.133.777	5.801.537
Projetos de construção de Subestação	até 1 ano	4.941	-	-	-	4.941
Arrendamentos e aluguéis	até 4 anos	1.425	1.050	30	-	2.505
Total		2.818.143	5.552.133	5.822.206	14.843.834	29.036.316

33. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2017, um valor de R\$ 3.585 (R\$ 1.790 em 2016) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

34. FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

34.1 – Emissão de debêntures

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a nona emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 215.000. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

Foram emitidas 215.000 debêntures, a data da emissão das Debêntures ocorreu em 15 de janeiro de 2018 e vencimento em janeiro de 2021. Os juros serão pagos semestralmente a partir de julho de 2018, ao custo de CDI + 0,48%.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

WILSON ROBERTO PEREIRA
Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Administrativo

ROBERTO SARTORI
Diretor Comercial

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor Operações

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6

LIDIA TACHIBANA HIRAIDE
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP154.108/O-7



KPMG Auditores Independentes
Avenida Coronel Silva Telles, nº 977, 10º andar - Dahruij Tower
13024-001 - Campinas/SP - Brasil
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil
Telefone +55 (19) 3198-8000, Fax +55 (19) 3198-8001
www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Conselheiros e Acionistas da
Companhia Piratininga de Força e Luz
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Piratininga de Força e Luz ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da Companhia Piratininga de Força e Luz com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Piratininga de Força e Luz em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Piratininga de Força e Luz a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações



contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

a) Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

(Consulte as notas explicativas 3.12 e 21 às demonstrações contábeis regulatórias)

A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que em alguns casos se sucedem ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada envolve especificidades atreladas ao processo, que leva em consideração dados históricos, parametrização de sistemas, além de julgamentos por parte da Companhia acerca da estimativa de consumo por parte dos consumidores. Devido à relevância dos valores e do julgamento envolvido que podem impactar o valor das receitas nas demonstrações contábeis regulatórias consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Companhia e efetuamos teste de valorização da receita de energia distribuída e não faturada, por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia, com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

b) Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos

(Consulte as notas explicativas 3.13 e 9 às demonstrações contábeis regulatórias)

As demonstrações contábeis regulatórias incluem créditos tributários sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias, cuja realização está suportada por estimativas de rentabilidade futura preparadas pela Companhia com base em seu julgamento e suportadas em seu plano de negócios. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas dos lucros tributáveis futuros, que são a base para reconhecimento do valor recuperável dos créditos tributários e ao fato de qualquer mudança nas metodologias e premissas para a determinação estimativas poder impactar de forma relevante o valor desses ativos e, conseqüentemente, as



demonstrações contábeis regulatórias como um todo, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados com a preparação e revisão do plano de negócios, orçamento, estudos técnicos e análises quanto à probabilidade da existência de lucros tributáveis futuros. Adicionalmente, com o suporte de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos a razoabilidade e consistência dos dados e premissas e das metodologias utilizadas pela Companhia, especialmente as relativas à projeção de lucros tributáveis futuros. Isso incluiu a comparação dessas premissas com dados obtidos de fontes externas, como o crescimento econômico projetado, volume e preço de venda de energia, continuidade das operações, gastos para reparação dos equipamentos, a inflação de custos e as taxas de desconto. Com o apoio dos nossos especialistas da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos e o estudo de capacidade de realização dos ativos fiscais diferidos. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o saldo dos ativos fiscais diferidos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações Financeiras

A Companhia Piratininga de Força e Luz elaborou um conjunto de demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 20 de março de 2018.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício comparativo

Os valores correspondentes relativos ao balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, e dos fluxos de caixa, referentes ao exercício findo nessa data, apresentados para fins de comparação, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório sem modificação, datado de 24 de abril de 2017.

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

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

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

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluímos que



há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

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

- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinamos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 16 de abril de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP014428/O-8



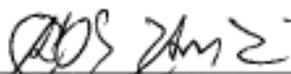
Marcio José dos Santos
Contador CRC 1SP252906/O-0

TERMO DE RESPONSABILIDADE

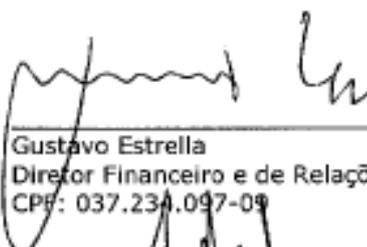
Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Campinas, 16 de abril de 2018

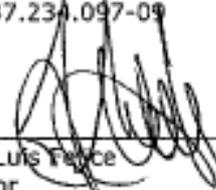
Concessionária: COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ



Carlos Zamboni Neto
Diretor Presidente
CPF: 081.496.848-16



Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
CPF: 037.234.097-09



Sergio Luis Felice
Contador
CT CRC: 1SP192.767/O-6
CPF: 119.410.838-54

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

...

X - fornecer informação falsa à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.