

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2018	31/12/2017
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	91.770	374.459
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	747.218	633.668
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	11.452	1.523
Outros tributos a compensar	7	26.081	26.377
Derivativos	30	117.985	92.245
Ativo financeiro setorial	8	283.497	-
Estoques		4.049	2.599
Outros créditos	11	124.083	96.370
Total do circulante		1.406.135	1.227.240
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	16.094	13.917
Depósitos judiciais	19	213.440	209.403
Outros tributos a compensar	7	24.637	19.498
Derivativos	30	82.492	76.337
Ativo financeiro setorial	8	-	114.225
Créditos fiscais diferidos	9	30.340	19.377
Ativo financeiro da concessão	10	1.137.915	968.375
Outros créditos	11	8.413	8.616
Ativo contratual em curso	12	218.331	-
Intangível	12	772.607	958.110
Total do não circulante		2.504.269	2.387.858
Total do ativo		3.910.404	3.615.098

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2018	31/12/2017
Circulante			
Fornecedores	13	383.644	517.360
Empréstimos e financiamentos	14	472.957	445.453
Debêntures	15	60.508	77.409
Entidade de previdência privada	16	20.626	14.015
Taxas regulamentares	17	22.288	111.230
Imposto de renda e contribuição social a recolher	18	-	1.514
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	130.472	150.664
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	37.935	-
Obrigações estimadas com pessoal		15.780	15.545
Passivo financeiro setorial	8	-	36.722
Outras contas a pagar	20	108.932	110.834
Total do circulante		1.253.141	1.480.745
Não circulante			
Empréstimos e financiamentos	14	805.726	722.484
Debêntures	15	798.370	524.855
Entidade de previdência privada	16	190.740	128.346
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	259.544	241.088
Derivativos	30	-	19.753
Passivo financeiro setorial	8	46.031	-
Outras contas a pagar	20	40.618	36.768
Total do não circulante		2.141.029	1.673.294
Patrimônio líquido			
	21		
Capital social		240.144	240.144
Reserva de capital		55.905	55.905
Reserva legal		16.138	7.604
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		-	200.310
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		356.496	43.789
Dividendo		-	28.445
Resultado abrangente acumulado		(152.449)	(115.138)
Total do patrimônio líquido		516.235	461.059
Total do passivo e do patrimônio líquido		3.910.404	3.615.098

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 2018 e 2017
(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2018	2017
Receita operacional líquida	23	3.879.542	3.997.322
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	24	(2.725.556)	(2.828.403)
Custo de operação	25	(273.260)	(267.030)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(265.647)	(278.213)
Lucro operacional bruto		615.079	623.676
Despesas operacionais	25		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(51.571)	(44.017)
Outras despesas com vendas		(84.463)	(84.972)
Despesas gerais e administrativas		(147.622)	(159.552)
Outras despesas operacionais		(9.346)	(9.688)
Resultado do serviço		322.078	325.447
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		98.579	117.674
Despesas financeiras		(147.127)	(218.299)
		(48.548)	(100.626)
Lucro antes dos tributos		273.530	224.821
Contribuição social	9	(24.132)	(19.386)
Imposto de renda	9	(66.743)	(53.355)
		(90.876)	(72.741)
Lucro líquido do exercício		182.654	152.080
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	22	3,44	2,74
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	22	-	3,02

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 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

	2018	2017
Lucro líquido do exercício	182.654	152.080
Outros resultados abrangentes	(43.508)	(1.199)
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(47.309)	(1.199)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	3.802	-
Resultado abrangente do exercício	139.146	150.881

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 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

	Reserva de lucros					Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Reserva estatutária - reforço de capital de giro				
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 de reserva estatutária no exercício	-	-	-	14.501	43.789	-	-	(58.290)	-
Absorção do prejuízo com reserva	-	-	-	12.164	-	-	-	(12.164)	-
Transações de capital com os acionistas									
Juros sobre o 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
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	182.654	182.654
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	(47.309)	(47.309)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	9.999	(6.197)	3.802
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	(11.996)	(11.996)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Constituição da reserva legal	-	-	8.534	-	-	-	-	(8.534)	-
Reversão da reserva estatutária no exercício - AGE de 27/04/2018 (nota 21.2)	-	-	-	(200.310)	-	-	-	200.310	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	312.707	-	-	(312.707)	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(6.226)	(6.226)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(37.304)	(37.304)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(28.445)	-	-	(28.445)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	240.144	55.905	16.138	-	356.496	-	(152.449)	-	516.235

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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Lucro antes dos tributos	273.530	224.821
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	100.231	96.338
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	29.867	42.792
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	51.571	44.017
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	59.725	159.337
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	16.372	17.244
Perda (ganho) na baixa de não circulante	9.360	9.749
	<u>540.656</u>	<u>594.298</u>
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(185.556)	(136.002)
Tributos a compensar	(4.915)	8.513
Depósitos judiciais	3.576	10.695
Ativo financeiro setorial	(118.416)	(65.051)
Contas a receber - CDE	19.981	(941)
Outros ativos operacionais	(39.418)	8.533
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	(133.716)	51.000
Outros tributos e contribuições sociais	(25.788)	31.285
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(25.475)	(16.790)
Taxas regulamentares	(88.942)	42.381
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(23.686)	(49.532)
Passivo financeiro setorial	(27.000)	(378.312)
Contas a pagar - CDE	3.796	5.479
Outros passivos operacionais	(8.419)	13.095
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	(113.322)	118.651
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(92.345)	(119.292)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(78.190)	(38.105)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(283.857)	(38.746)
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	533	80
Adições de ativo contratual em curso	(270.252)	-
Adições de intangível	-	(249.352)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(269.719)	(249.272)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	1.072.004	303.437
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(850.114)	(235.113)
Liquidação de operações com derivativos	77.442	(77.026)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(28.445)	(112.638)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	270.887	(121.340)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(282.689)	(409.358)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	374.459	783.818
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	91.770	374.459

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 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

	2018	2017
1 - Receita	6.395.313	6.358.043
1.1 Receita de venda de energia e serviços	6.181.572	6.124.199
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	265.311	277.861
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(51.571)	(44.017)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.566.687)	(3.714.770)
2.1 Custo com energia elétrica	(3.039.412)	(3.180.348)
2.2 Material	(179.747)	(165.832)
2.3 Serviços de terceiros	(249.558)	(257.047)
2.4 Outros	(97.970)	(111.541)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	2.828.626	2.643.273
4 - Retenções	(100.411)	(96.510)
4.1 Amortização	(100.411)	(96.510)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	2.728.215	2.546.763
6 - Valor adicionado recebido em transferência	105.463	125.067
6.1 Receitas financeiras	105.463	125.067
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	2.833.678	2.671.830
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	154.155	168.370
8.1.1 Remuneração direta	79.694	93.361
8.1.2 Benefícios	66.764	67.381
8.1.3 F.G.T.S	7.696	7.628
8.2 Impostos, taxas e contribuições	2.341.687	2.125.394
8.2.1 Federais	1.295.259	1.232.624
8.2.2 Estaduais	1.044.049	890.382
8.2.3 Municipais	2.379	2.388
8.3 Remuneração de capital de terceiros	155.182	225.986
8.3.1 Juros	150.662	221.454
8.3.2 Aluguéis	4.520	4.532
8.4 Remuneração de capital próprio	182.654	152.080
8.4.1 Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	37.304	33.464
8.4.2 Dividendo (incluindo adicional proposto)	6.226	52.722
8.4.3 Lucros retidos	139.125	65.894
	2.833.678	2.671.830

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 2018. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2017, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2018, a CPFL Piratininga cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 1,8 milhão de clientes, em 27 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 0,4% em relação ao exercício de 2017. Destaca-se a classe industrial, que registrou uma redução de 7,9% ante 2017, refletindo principalmente a migração de clientes para o mercado livre

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

Após três anos de forte contração entre 2014 e 2016, período marcado por diversas turbulências políticas, a economia brasileira engrenou uma recuperação lenta e irregular em 2017 e 2018. Porém, diversas denúncias de corrupção e a greve dos caminhoneiros de maio de 2018 travaram a pauta de reformas e limitaram a velocidade da recuperação econômica.

Ademais, a demanda externa, que vinha ajudando na recuperação da economia doméstica até o começo de 2018, registrou perda de fôlego relevante. Alguns dos principais parceiros comerciais do Brasil, como a China e a União Europeia, vêm registrando significativa desaceleração, ao passo que a Argentina, principal destino de nossas exportações de manufaturados, tem enfrentado um período de expressiva contração econômica. Nesse cenário, a produção da indústria brasileira encerrou o ano passado praticamente estagnada.

Apesar da morosidade da recuperação econômica e da ainda elevada vulnerabilidade fiscal, diversos fundamentos macroeconômicos brasileiros

registraram melhora ao longo do biênio 2017-18. O principal destaque foi a desaceleração da inflação e a ancoragem das expectativas inflacionárias. O cumprimento confortável das metas de inflação, num contexto em que a ociosidade de nossa economia continua muito elevada, sobretudo no mercado de trabalho, permitiu ao Banco Central reduzir a taxa básica de juros para níveis historicamente baixos, ajudando a destravar o mercado de crédito.

O ano de 2019 se inicia com expectativas mais auspiciosas, como sugere a melhora de diversos indicadores financeiros. Com efeito, o risco-Brasil vem recuando ante a expectativa de que as reformas, sobretudo a previdenciária, serão retomadas no novo governo; e a bolsa de valores brasileira vem registrando ganhos significativos, na contramão dos movimentos de correção observados nas bolsas internacionais.

Num contexto de acomodação da cotação cambial, as expectativas inflacionárias têm permanecido ancoradas às metas: a mediana das projeções das instituições de mercado para a alta do IPCA, índice que baliza as metas de inflação, encontra-se ao redor de 4% para 2019¹, um pouco abaixo da meta de 4,25% estabelecida para este ano. Com isso, a expectativa é de que o Banco Central manterá a política monetária em terreno expansionista por um bom tempo. A mediana das projeções de mercado para a taxa básica Selic no encerramento deste ano encontra-se na casa de 7%¹ ao ano.

O impulso que a política monetária expansionista dará ao mercado de crédito, somado à tendência (ainda que lenta e irregular) de redução dos níveis de desemprego e de recuperação da massa de rendimentos, tenderá a amparar o consumo das famílias, que deverá continuar em moderada aceleração ao longo de 2019. Já a melhora da confiança empresarial, apoiada na expectativa de retomada das reformas, poderá conferir maior dinamismo à retomada do investimento – que, por ora, recuperou uma parte muito modesta da forte contração observada durante da recessão.

Apesar das expectativas mais alvissareiras, o cenário para 2019 continua a enfrentar riscos nada desprezíveis. O principal deles continua a ser de natureza política: uma eventual frustração com a retomada das reformas tenderia a provocar forte recrudescimento da volatilidade cambial e deterioração da confiança privada, com impactos sobre o consumo e o investimento. O ambiente externo, por sua vez, tende a seguir desafiador, com as principais economias mundiais atravessando um período de esfriamento.

Assim, as expectativas para o crescimento da economia brasileira continuam apontando para uma recuperação em ritmo ainda moderado. A mediana das projeções das instituições de mercado antecipa uma aceleração do Produto Interno Bruto (PIB) de 1,1% em 2018, conforme divulgado pelo IBGE, para cerca de 2,5% em 2019¹. A demanda externa enfraquecida e as medidas de ajuste fiscal, que pesam sobre o consumo do governo e sobre o investimento público, tendem a limitar a velocidade da recuperação no curto prazo. Assim, a expectativa é que o PIB recupere o nível real do começo de 2014 apenas em meados de 2020¹.

Tarifas de energia elétrica

¹ Dados da pesquisa Focus do Banco Central do Brasil, referentes à 18/01/19.

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2018:

Em 16 de outubro de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.472, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em 20,01%, sendo 8,83% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 11,18% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 19,25% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 7,07% e da Parcela B de 1,76%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2018.

3. Desempenho operacional

Clientes: a CPFL Piratininga encerrou o ano com 1,8 milhão de clientes, com acréscimo de 36 mil consumidores, representando um crescimento de 2,1%.

Vendas de energia

Em 2018, as vendas para o mercado cativo totalizaram 7.886 GWh, uma redução de 0,4% em relação a 2017.

Destacam-se as classes residencial e comercial, que juntas representam 72,0% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classe Residencial:** aumento de 1,0% refletindo a retomada da atividade econômica.
- **Classe Industrial e Comercial:** redução de 7,9% e 2,3%, respectivamente, refletindo principalmente a migração de clientes para o mercado livre.

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a CPFL Piratininga obteve em 2018 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 81,7%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee. O índice foi superior à média nacional de 76,0%.

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 2018, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 5,92 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 3,88 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\$ 6.448 milhões, representando um aumento de 0,7% (R\$ 46 milhões), decorrente principalmente:

(i) do aumento de 16,2% (R\$ 681 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) do aumento de 37,2% (R\$ 246 milhões) em outras receitas operacionais; (iii) do aumento de 78,7% (R\$ 17 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão.

Isso foi parcialmente compensado (iv) pelas reduções de 76,9% (R\$ 545 milhões) no suprimento de energia elétrica, (v) pela variação de R\$ 342 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais, uma redução de 64,3% em relação ao ano anterior e (vi) pela redução de 4,1% (R\$ 11 milhões) na receita com construção da infraestrutura.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 2.567 milhões, apresentando um aumento de 6,8% (R\$ 163 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 3.881 milhões, representando uma redução de 2,9% (R\$ 117 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.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2018	2017
Lucro Líquido	182.654	152.080
Amortização	100.231	96.338
Resultado Financeiro	48.548	100.626
Contribuição Social	24.132	19.386
Imposto de Renda	66.743	53.355
EBITDA	422.308	421.785

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 422 milhões, um aumento de 0,1% (R\$ 0,5 milhão), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) redução de 2,9% (R\$ 117 milhões) na receita líquida; (ii) redução de 4,1% (R\$ 11 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; (iii) redução no custo com energia elétrica, que registrou uma variação de 3,6% (R\$ 103 milhões) e pela (iv) redução de 0,6% (R\$ 3 milhões) no PMSO (Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros custos/despesas operacionais e Entidade de Previdência Privada).

A redução de 0,6% (R\$ 3 milhões) no PMSO da CPFL Piratininga deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Redução de 9,9% (R\$ 16 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Redução de 2,8% (R\$ 3 milhões) nos outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Redução de 5,1% (R\$ 1 milhão) no item Entidade de Previdência Privada
- ✓ Aumento de 11,2% (R\$ 16 milhões) nas despesas com serviços de terceiros
- ✓ Aumento de 8,8% (R\$ 2 milhões) nas despesas com material.

Lucro líquido: Em 2018, a CPFL Piratininga apurou lucro líquido de R\$ 183 milhões, aumento de 20,1% em relação ao ano anterior (R\$ 31 milhões), refletindo principalmente a redução nas despesas financeiras líquidas em (R\$ 52 milhões) 51,8%. Esse efeito foi parcialmente compensado (i) pelo aumento do Imposto de

Renda e da Contribuição Social (R\$ 18 milhões) 24,9% e pelo (ii) aumento de 4,0% (R\$ 4 milhões) nos gastos com amortização do intangível da concessão.

Endividamento: no final de 2018, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Piratininga atingiu R\$ 1.937 milhões, representando um aumento de 19,5%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 270 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 visam promover o desenvolvimento sustentável e são 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): 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 as seguintes ações realizadas em 2018: a) Pílulas da Integridade (comunicados internos) específicas sobre diretrizes do Código de Conduta Ética; b) Treinamentos presenciais sobre Integridade e Ética para Público Sensível (Jurídico, Regulatório, RH, Poder Público), Eletricistas e colaboradores da CPFL Atende (Call

Center); c) Evento para celebrar o dia Internacional Contra a Corrupção que, entre outras ações, contou com um debate sobre o tema e a participação do Presidente da CPFL Energia à época (Andre Dorf) e demais convidados: Alípio Casali (Filósofo e Membro do Comitê de Ética), Ricardo Voltolini (Consultor e Escritor) e Marcela Varani (Jornalista); d) Palestra sobre Integridade, Compliance e Ética proferida por renomado profissional de *Compliance* do mercado para os executivos da CPFL Energia. O Comitê de Ética e Conduta Empresarial também realizou 11 reuniões em 2018 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 2018, a CPFL Piratininga destinou R\$ 220.000,00 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 capacitação e diagnóstico situacional; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2018, a CPFL Piratininga destinou R\$ 200.000,00 ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de um município para apoiar projeto Hospital Amigo do Idoso; **(iii) Apoio ao Pronon – Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (1% I.R.)** – Em 2018, a CPFL Piratininga destinou R\$ 250.000,00 para apoiar projetos de ampliação tecnológica de Hospitais de Atendimento à Pessoas com câncer em cidade da área de concessão.**(iv) Voluntariado** – Em 2018 foram desenvolvidas 2 ações que envolveram cerca de 50 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em uma cidade da área de concessão beneficiaram aproximadamente 100 pessoas diretamente; **(v) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** - O objetivo do Programa de Eficiência Energética é promover o uso eficiente e racional de Energia Elétrica por meio de projetos. Em 2018, investimos R\$ 15 milhões em projetos de Eficiência Energética. Contabilizamos, ainda, a conclusão de 9 projetos durante o ano de 2018, dos quais apuramos os seguintes quantitativos: entre os clientes de baixo poder aquisitivo, foram atendidas 5.000 residências com a regularização de 720 ligações clandestinas, substituição de 1.000 geladeiras, 20.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), instalação de 500 aquecedores solares e 720 trocadores de calor; entre os clientes da tipologia de Poder Público, Serviço Público, Industrial, Comercial ou Residencial, foram contabilizados o atendimento de 2 Prédios Públicos, 1 Condomínio, 6 Escolas, 1 Indústria e 1.595 residências, resultando na substituição de 20.894 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), de 4 bombas, 2 Torres de Resfriamento de Água, 2 Chiller, 28 equipamentos de ar condicionado e 1.595 geladeiras; na tipologia Educacional, contabilizamos a capacitação de 35.175 alunos e 1.015 Professores de 203 escolas de 16 municípios; por fim, contabilizamos a substituição de 24 motores em 3 indústrias no Projeto Prioritário da ANEEL de Bônus Motores. Em 2018 foram apropriados 14,3 milhões para o Programa de eficiência energética (0,4%) e R\$ 3,6 milhões (0,1%) foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL; e **(vi) Projeto Tamboro** - visa implantar novas metodologias educacionais, através da utilização de uma plataforma adaptativa de aprendizagem baseada em jogos. Em 2018, o projeto desenvolvido em Santos/SP, teve um investimento de R\$ 1,3 milhões, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(vii) 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 2018, foram atendidas 3 unidades de saúde em Sorocaba. O investimento foi de R\$ 30 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES. **(viii) Escola de Eletricista** – é realizada em parceria com o SENAI, em mais de 10 Centros de Treinamentos só no estado de São Paulo, visando qualificar mão de obra na atividade de eletricista de Distribuição e mitigar riscos advindos do apagão deste profissional no mercado. Constitui um investimento social por oferecer qualificação

gratuita na comunidade em que atua, além de propiciar oportunidade, pois a empresa tem contratado muitos desses novos eletricitas. Em 2018, concluímos a formação de 33 novos eletricitas e 15 ainda estão em treinamento. Ao todo, foram 25 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 2018, a empresa realizou o inventário de emissões de gases de efeito estufa relativas a 2017, integrante do inventário da CPFL Energia, reconhecido com Selo 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 2018, 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 2018, 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	Contratação	Duração
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
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	01/09/2017	24 meses
Procedimentos previamente acordados - Retificações tributárias de anos anteriores	03/05/2018 e 05/07/2018	12 meses
Treinamento IFRS	14/09/2018	Inferior a 1 ano

Contratamos um total de R\$ 206 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 43% 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 2018 da Companhia.

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 2018. 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 2018 E 2017
(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 Rua Jorge de Figueiredo Correa, nº 1.632 – parte - Jardim Professora Tarcilla – CEP: 13087-397, na Cidade de Campinas, Estado de 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 1,8 milhão de consumidores. Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiaí.

(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.cpf.com.br”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 8 de março de 2019.

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 e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. 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 à expectativa de perda de crédito esperada);
- 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 30);
- Nota 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 12 – Intangível e Ativo contratual em curso (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); e
- Nota 23 – Receita operacional líquida (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados).

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, com exceção dos novos pronunciamentos e interpretações contábeis adotadas pela Companhia em 1º de janeiro de 2018 descritas na nota explicativa 3.14.

Devido aos métodos de transição escolhidos pela Companhia na aplicação de determinadas novas normas contábeis, as informações comparativas dessas demonstrações financeiras não foram rerepresentadas, sendo os efeitos cumulativos das aplicações iniciais reconhecidos em 1º de janeiro de 2018 diretamente em Lucros Acumulados.

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 os 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 no momento de sua liquidação 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 sejam registrados 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 valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos 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 47 - Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são 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

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

- 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.

Mensuração subsequente e ganhos e perdas: Política aplicável a partir de 1º de janeiro de 2018

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.
Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado.

Mensuração subsequente e ganhos e perdas: Política aplicável antes de 1 de janeiro de 2018

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros, é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros mantidos até o vencimento	Os ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.
Empréstimos e recebíveis	Esses ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.
Ativos financeiros mantidos para venda	Os ativos são mensurados ao valor justo e as variações no valor justo, (exceto as perdas por <i>impairment</i> , juros e diferenças cambiais sobre os

	instrumentos de dívida), são reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes e acumuladas na reserva de valor justo. Quando esses ativos são desreconhecidos, os ganhos e perdas acumulados no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado.
--	---

Os direitos de indenização ao final do prazo de concessão da Companhia estão classificados como mensurados ao valor justo por meio do resultado e as alterações no valor justo deste ativo são registrados no resultado do exercício.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Valor justo por meio do resultado (VJR): Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA): Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, A Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em Outros Resultados Abrangentes, sendo essa escolha feita investimento por investimento.

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (nota 30). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;

- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

As transferências de ativos financeiros para terceiros em transações que não se qualificam para o desreconhecimento não são consideradas vendas, de maneira consistente com o reconhecimento contínuo dos ativos da Companhia.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, a Companhia considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um 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. As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (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, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e qualquer alteração na mensuração dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo, deve ser registrada contra outros resultados abrangentes.
- (ii) Mensurados subsequentemente ao custo amortizado: 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 são classificadas como 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.

3.4 Intangível e Ativo contratual em curso

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 serviço 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 bens e instalações utilizados nas atividades de distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, doados, 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 desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

Os ativos de infraestrutura da concessão em curso da Companhia devem ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47.

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

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

- Ativos financeiros

O CPC 48 requer o modelo de perda de crédito esperada, em lugar do modelo de perda de crédito “incorrida” mencionada no CPC 38.

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

A Companhia reconhece provisões para perdas esperadas de crédito sobre: (i) ativos financeiros mensurados ao custo amortizado; (ii) investimentos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável; e (iii) ativos de contrato.

A Companhia mensura a provisão para perda, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, em um montante igual à perda de crédito esperada para a vida inteira, exceto para os títulos de dívida com baixo risco de crédito na data do balanço, que são mensurados como perda de crédito esperada para 12 meses.

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, a Companhia considera

uma abordagem simplificada de avaliação da inadimplência baseada em mensurar a perda esperada de um ativo financeiro equivalente às perdas de crédito esperadas para toda a vida de um ativo, contemplando informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica da Companhia, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

A Companhia considera um ativo financeiro como em default quando o devedor não cumpriu com sua obrigação contratual de pagamento e é pouco provável que quite suas obrigações.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões com base em suas taxas de inadimplência observadas históricas ao longo da vida esperada das contas a receber de clientes para estimar as perdas de créditos esperadas para toda a vida do ativo, onde o histórico de perdas é ajustado para considerar efeitos das condições atuais e suas previsões de condições futuras que não afetaram o período em que se baseiam os dados históricos.

A metodologia desenvolvida pela Companhia resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de consumidores, concessionárias e permissionárias que está aderente com a IFRS 9 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda ("PD" - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento ("EAD" - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência ("LGD" - *Loss Given Default*).

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável, estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram problemas de recuperação inclui os seguintes dados observáveis:

- dificuldades financeiras significativas do emissor ou do mutuário;
- quebra de cláusulas contratuais;
- reestruturação de um valor devido a Companhia em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- a probabilidade que o devedor entrará em falência ou passará por outro tipo de reorganização financeira; ou
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

As perdas por *impairment* relacionadas à consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecido em ativos financeiros e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, são registradas no resultado do exercício.

- 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. 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.

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 a Assembleia geral 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 da Assembleia geral.

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

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando 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.

O CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (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.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente. 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.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é satisfeita, regida por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas com a satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo, considerando o atendimento de um dos critérios abaixo:

- (a) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetiva o desempenho;
- (b) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo (por exemplo, produtos em elaboração) que o cliente controla à medida que o ativo é criado ou melhorado;
- (c) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executável (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente.

Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

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 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 2018:

a) CPC 48 - Instrumentos financeiros

Aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, a norma CPC 48, estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros passam a ser classificados em três categorias, baseados no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos 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.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, no lugar 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. Isso significa dizer que não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

Com relação 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 aos tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*. Houve 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 registrados na rubrica de Ativo financeiro da concessão, anteriormente classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos 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 ocorreu 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). Estes ativos passaram a ser classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma (CPC 48) e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo são registrados no resultado do exercício. No exercício de 2018 o valor registrado referente a este ativo era de R\$ 1.137.915 (R\$ 968.375 em 2017) e não houve impactos na mensuração dos saldos decorrentes da mudança de classificação proveniente da adoção do CPC 48.

Os ativos financeiros setoriais registrados na Companhia relativos ao mecanismo de definição de tarifa, quanto a diferença temporal entre os custos orçados e aqueles que são efetivamente incorridos, eram registrados anteriormente como “empréstimos e recebíveis” de acordo com os requerimentos do CPC 38. Após a aplicação do CPC 48, estes ativos

financeiros passaram a ser classificados como custo amortizado. No exercício de 2018 o valor registrado referente a estes ativos é de R\$ 237.466 (R\$ 77.503 em 2017) e não houve impactos nos saldos decorrentes da mudança de classificação.

Desta forma, não houve nenhum impacto relevante de mensuração nas demonstrações financeiras da Companhia em função da adoção inicial relacionada à classificação de ativos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não houve 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, os efeitos acumulados da adoção inicial foram reconhecidos de forma retrospectiva em 1º de janeiro de 2018, totalizando uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionárias” de R\$ 18.176 (R\$ 11.996 líquido dos efeitos tributários).

Com as mudanças do risco de crédito, os passivos financeiros que estavam designados a valor justo contra o resultado até o exercício de 2017, geraram impactos nos registros referentes às mudanças no risco de crédito em outros resultados abrangentes, em vez de diretamente no resultado do exercício. Os efeitos acumulados da adoção inicial foram reconhecidos de forma retrospectiva em 1º de janeiro de 2018, totalizando uma perda de R\$ 9.389 (R\$ 6.197 líquido dos efeitos tributários) em lucros acumulados, cuja contrapartida foi a conta de outros resultados abrangentes.

b) CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47 estabelece um modelo para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e substituiu o antigo guia 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 etapas: (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.

De acordo com os requerimentos do pronunciamento 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 estabelece um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Administração da Companhia avaliou os efeitos em suas demonstrações financeiras contemplando o novo modelo das cinco etapas mencionadas acima e a compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos considerados como contraprestação variável de acordo com o passo (iii) acima e passou a ser registrada como receita operacional, na rubrica Outras Receitas, sendo que até 31 de dezembro de 2017 era registrada em Outras Despesas Operacionais. O montante registrado no exercício de 2018 foi de R\$ 4.476 (nota 23).

A Companhia possui ativos de infraestrutura da concessão que durante o período de construção, anteriormente registrados na rubrica de intangível. Estes ativos passaram a ser registrados na rubrica de ativo contratual em curso de acordo com os requerimentos do CPC 47. Esta mudança não apresentou impactos materiais nas demonstrações financeiras da Companhia (nota 3.4 – intangíveis e ativos contratuais em curso).

c) ICPC 21 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Divulgada em 21 de dezembro de 2017, a ICPC 21 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. A ICPC 21 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 desta interpretação e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Administração da Companhia avalia que a ICPC 21 não causou nem causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

3.15 Novas normas e interpretações ainda não vigentes e não adotadas antecipadamente

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 2018. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras:

a) CPC 06 (R2) - Arrendamentos

A Companhia avaliou o potencial efeito da aplicação inicial do CPC 06 (R2) e espera um impacto imaterial nas demonstrações financeiras.

Emitida em 13 de janeiro de 2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil para os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

O CPC 06 (R2) introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

O CPC 06 (R2) substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03, SIC 15 e SIC 27 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.

O CPC 06 (R2) será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia avaliou o pronunciamento, e espera que sua adoção não causará impactos materiais nestas demonstrações financeiras.

b) ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Emitida em maio de 2017, surge com o intuito de esclarecer a contabilização de posições fiscais que poderão não ser aceitas pelas autoridades fiscais relativos às matérias de IRPJ e CSLL. Em linhas gerais, o principal ponto de análise da interpretação refere-se à probabilidade de aceitação do Fisco sobre o tratamento fiscal escolhido pela Companhia.

A ICPC 22 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia avaliou a interpretação preliminarmente e não espera impactos materiais na adoção desta interpretação.

c) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2015 - 2017

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 12 de dezembro de 2017 foram publicadas medidas

referentes ao ciclo 2015-2017, com início a partir de 1º de janeiro de 2019:

IAS 12 - Imposto de Renda - esclarece os requisitos sobre as exigências dos efeitos do reconhecimento do imposto de renda de dividendos referentes as transações ou eventos que geraram lucros a distribuir.

IAS 23 - Custos de Empréstimos - esclarece que se qualquer empréstimo permanecer em aberto após o ativo relacionado estar disponível para uso ou venda, esse empréstimo torna-se parte dos recursos que uma entidade toma emprestado geralmente ao calcular a taxa de capitalização sobre empréstimos em geral.

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.

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. 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

	31/12/2018	31/12/2017
Saldos bancários	91.577	67.347
Aplicações financeiras	193	307.112
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	51.545
Certificado de depósito bancário (b)	193	222.483
Fundos de investimento (c)	-	33.084
Total	91.770	374.459

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

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs 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 100,3% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 79% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDBs, 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 PERMISSIONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	156.654	118.726	17.241	292.621	250.815
Industrial	36.221	19.589	15.149	70.960	74.393
Comercial	59.999	19.165	5.091	84.256	76.757
Rural	2.368	1.257	137	3.762	3.335
Poder público	11.902	1.473	48	13.422	12.231
Iluminação pública	11.803	812	234	12.849	11.382
Serviço público	17.621	372	2.656	20.649	14.912
Faturado	296.568	161.394	40.556	498.519	443.825
Não faturado	231.314	-	-	231.314	196.269
Parcelamento de débito de consumidores	31.957	6.760	5.457	44.174	33.979
Operações realizadas na CCEE	41.941	-	-	41.941	7.315
Concessionárias e permissionárias	3.100	-	-	3.100	2.112
	604.880	168.154	46.013	819.047	683.499
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(71.829)	(49.829)
Total				747.218	633.668
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	7.886	-	-	7.886	8.128
Operações realizadas na CCEE	8.208	-	-	8.208	8.208
	16.094	-	-	16.094	16.336
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				-	(2.419)
Total				16.094	13.917

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 intervenção bancária.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros créditos (nota 11)	Total
Saldo em 31/12/2016	(52.774)	(2.260)	(55.034)
Provisão revertida (constituída) líquida	(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)
Provisão revertida (constituída) líquida	(87.276)	382	(86.894)
Recuperação de receita	35.323	-	35.323
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	(17.877)	(299)	(18.176)
Baixa de contas a receber provisionadas	50.248	-	50.248
Saldo em 31/12/2018	(71.829)	(2.702)	(74.531)
Circulante	(71.829)	(2.702)	(74.531)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	2.191	-
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	8.151	485
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.110	1.038
Imposto de renda e contribuição social a compensar	11.452	1.523
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	5.546	6.119
ICMS a compensar	15.279	13.484
Programa de integração social - PIS	938	968
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.222	4.359
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	1.365
Outros	96	82
Outros tributos a compensar	26.081	26.377
Total circulante	37.533	27.900
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	24.637	19.498
Total não circulante	24.637	19.498

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 31/12/2017			Receita operacional (nota 23)		Resultado financeiro (nota 26)	Recebimento	Saldo em 31/12/2018		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 23.4)			
							Diferido	Homologado	Total	
Parcela "A"	286.642	(94.112)	192.527	233.014	31.782	21.492	(44.750)	99.553	334.513	434.064
CVA (*)										
CDE (**)	(29.097)	(134.692)	(163.790)	105.059	137.201	(2.521)	-	40.813	35.138	75.950
Custos energia elétrica	474.743	81.139	555.882	(182.253)	(126.749)	18.061	(44.750)	35.145	185.046	220.191
ESS e EER (***)	(115.803)	(113.044)	(228.848)	(115.823)	157.178	(12.296)	-	(49.147)	(150.633)	(199.780)
Promfia	-	(13.378)	(13.378)	2.487	14.007	(235)	-	-	2.881	2.881
Rede básica	11.030	12.236	23.266	719	(18.258)	1.679	-	(17.034)	24.439	7.405
Repasse de Itaipu	139.896	62.941	202.836	194.737	(110.300)	15.511	-	109.639	193.145	302.783
Transporte de Itaipu	8.882	4.808	13.689	5.706	(7.320)	837	-	2.546	10.366	12.912
Neutralidade dos encargos setoriais	(6.053)	69.737	63.685	(14.312)	(66.426)	(493)	-	(3.593)	(13.953)	(17.547)
Sobrecontratação	(196.956)	(63.859)	(260.815)	236.695	52.450	939	-	(18.816)	48.084	29.269
Outros componentes financeiros	(159.560)	44.536	(115.024)	(73.662)	(970)	(6.944)	-	(128.911)	(67.689)	(196.600)
Total	127.082	(49.576)	77.503	159.352	30.813	14.547	(44.750)	(29.358)	266.824	237.466
Ativo circulante			-							283.497
Ativo não circulante			114.225							-
Passivo circulante			(36.722)							-
Passivo não circulante			-							(46.031)

(*) 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 será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica; (ii) ressarcimento de P&D do valor recolhido a maior ao Tesouro Nacional, no período de 2010 a 2012, referente ao adicional de 0,30% sobre a Receita Operacional Líquida (ROL) e (iii) recálculos de processos tarifários anteriores.

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1 - Composição dos créditos fiscais:

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	-	776
Benefício fiscal do intangível incorporado	10.180	11.215
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(3.842)	(8.773)
Subtotal	6.338	3.218
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	-	2.300
Benefício fiscal do intangível incorporado	34.938	38.491
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(10.935)	(24.632)
Subtotal	24.002	16.159
Total	30.340	19.377
Total crédito fiscal	30.340	19.377

9.2 – Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício 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 2018 e 2017, a taxa anual de amortização aplicada foi de 3,86%.

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2018		31/12/2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	9.744	27.067	8.505	23.625
Entidade de previdência privada	2.891	8.030	2.331	6.476
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.708	18.633	4.953	13.758
Provisão energia livre	1.994	5.538	1.873	5.204
Programas de P&D e eficiência energética	5.022	13.949	4.366	12.129
Provisão relacionada a pessoal	829	2.303	702	1.949
Derivativos	(17.862)	(49.617)	(14.316)	(39.766)
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(1.078)	(2.996)	(1.188)	(3.300)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(30.849)	(85.693)	(27.315)	(75.875)
Perdas atuariais (CPC)	3.541	9.835	3.541	9.835
Instrumentos financeiros (CPC)	(1.156)	(3.212)	(120)	(333)
Outros	950	2.376	620	1.461
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais (CPC)	15.425	42.850	7.273	20.204
Total	(3.842)	(10.935)	(8.773)	(24.632)

9.4 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis, benefício fiscal

do intangível incorporado estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2019	29.301
2020	24.506
2021	19.908
2022	13.585
2023	13.585
2024 a 2026	32.308
2027 a 2028	89.611
Total	222.803

9.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2018 e 2017:

	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	273.530	273.530	224.821	224.821
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	-	-	(2.021)	(2.021)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	29.536	29.536	23.752	23.752
Juros sobre o capital próprio	(37.304)	(37.304)	(33.464)	(33.464)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	2.374	1.211	2.308	333
Base de cálculo	268.136	266.973	215.396	213.421
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	(24.132)	(66.743)	(19.386)	(53.355)
Corrente	(17.982)	(48.837)	(10.651)	(28.528)
Diferido	(6.150)	(17.906)	(8.735)	(24.827)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício é de R\$ 24.056 referem-se a (i) prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 3.076); (ii) benefício fiscal do intangível incorporado (R\$ 4.588) e (iii) diferenças temporárias (R\$ 16.392).

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 2018 e 2017 foram os seguintes:

	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	78.108	78.108	1.818	1.818
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(7.030)	(19.527)	(164)	(454)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(1.122)	(3.119)	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(8.152)	(22.646)	(164)	(454)

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2016	860.979
Adições	88.539
Ajuste ao valor justo	24.957
Baixas	(6.101)
Saldo em 31/12/2017	968.375
Adições	132.584
Ajuste ao valor justo	41.107
Baixas	(4.150)
Saldo em 31/12/2018	1.137.915

O saldo refere-se ao 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, mensurados a valores justos.

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 ao valor justo (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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamentos - Fundação CESP	530	1.324	678	678
Cauções, fundos e depósitos vinculados	-	790	6.804	6.583
Ordens em curso	24.840	34.138	-	-
Serviços prestados a terceiros	1.679	1.266	-	-
Despesas antecipadas	55.516	11.764	932	1.355
Contas a receber - CDE	14.676	34.657	-	-
Adiantamentos a funcionários	2.943	2.872	-	-
Arrendamentos e aluguéis de postes	5.277	5.880	-	-
Faturas diversas	2.584	1.605	-	-
Outros	18.740	4.857	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(2.702)	(2.785)	-	-
Total	124.083	96.370	8.413	8.616

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).

Despesas antecipadas - Refere-se antecipação de despesas com licença software, IPTU, PROINFA e quota CDE.

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.396 (R\$ 1.767 em 31 de dezembro de 2017) (nota 23.3), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 13.269 (R\$ 31.130 em 31 de dezembro de 2017) (nota 23.3) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 11 (R\$ 1.760 em 31 de dezembro de 2017) (nota 23.3).

Em 2018 a Companhia efetuou o encontro de contas no montante a pagar de CDE (nota 17) e o contas a receber – CDE no montante de R\$ 1.846 (nota 23.3).

(12) INTANGÍVEL E ATIVO CONTRATUAL EM CURSO

12.1 Ativo Intangível

	Direito de concessão		Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso	
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)
Amortização	(100.411)	-	(100.411)
Transferência - intangíveis	97.761	-	97.761
Transferência - ativo financeiro	245	-	245
Baixa e transferência - outros ativos	(8.389)	-	(8.389)
Adoção CPC 47 (nota 3)	-	(174.710)	(174.710)
Saldo em 31/12/2018	772.607	-	772.607
Custo histórico	2.108.934	-	2.108.934
Amortização acumulada	(1.336.327)	-	(1.336.327)

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, para os ativos qualificáveis. No exercício de 2018 foram capitalizados R\$ 3.778. Em 2017, foram capitalizados R\$ 3.585, ambos 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.

12.2 Ativo contratual em curso

De acordo com o CPC 47, os ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção, anteriormente classificados como intangível em curso, passaram a ser classificados como ativos de contrato (nota 3).

	Ativo contratual em curso
Saldo em 31/12/2017	-
Adoção CPC 47 (nota 3)	174.710
Adições	274.210
Transferência - intangíveis	(97.761)
Transferência - ativo financeiro	(132.829)
Saldo em 31/12/2018	218.331

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Encargos de serviço do sistema	10.944	-
Suprimento de energia elétrica	230.946	338.527
Encargos de uso da rede elétrica	38.645	58.864
Materiais e serviços	61.789	81.146
Energia livre	41.320	38.824
Total	<u>383.644</u>	<u>517.360</u>

(14) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	80.777	-	(19.618)	2.950	-	(3.001)	61.108
Pós Fixado							
TJLP e TLP	84.916	176.000	(28.972)	6.268	-	(5.894)	232.317
Selic	37.052	-	(8.989)	2.967	-	(880)	30.149
Total ao custo	202.745	176.000	(57.579)	12.185	-	(9.775)	323.574
Gastos com captação (*)	(3.358)	(4.702)	-	2.745	-	-	(5.315)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	761.303	394.200	(415.956)	29.909	131.112	(28.713)	871.855
Euro	218.814	100.000	(215.824)	657	2.898	(2.264)	104.281
Marcação a mercado	(11.567)	-	-	(4.145)	-	-	(15.712)
Total ao valor justo	968.550	494.200	(631.780)	26.421	134.010	(30.977)	960.424
Total	1.167.937	665.498	(689.359)	41.351	134.010	(40.752)	1.278.683
Circulante	445.453						472.957
Não Circulante	722.484						805.726

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 8%	(a)	57.101	72.761	2011 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINAME	Pré fixado 4,5%		4.007	8.016	2012 a 2019	Aval da CPFL Energia
			<u>61.108</u>	<u>80.777</u>		
Pós fixado						
TJLP e TLP						
FINEM	TJLP e TLP + de 2,06% a 4,80%	(b)	232.317	84.916	2012 a 2028	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			<u>232.317</u>	<u>84.916</u>		
SELIC						
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(b)	30.149	37.052	2016 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
Total moeda nacional			<u>323.574</u>	<u>202.745</u>		
Gastos com captação (*)			(5.315)	(3.358)		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,95% a 2,7%	(c)	697.437	761.303	2018 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + 3,2768%		174.417	-	2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
			<u>871.855</u>	<u>761.303</u>		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + de 0,8% a 1,6350%		104.281	218.814	2018 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado			(15.712)	(11.567)		
Total moeda estrangeira			<u>960.424</u>	<u>968.550</u>		
Total			<u>1.278.683</u>	<u>1.167.937</u>		

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Os empréstimos bancários em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 30.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 30% a 70% do CDI
(b) De 60% a 110% do CDI

(c) De 100% a 130% do CDI

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia, em consonância com o CPC 48, classificou suas dívidas como (i) passivos financeiros mensurados 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 2018, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 960.424 (R\$ 968.550 em 31 de dezembro de 2017).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pelo componente de cálculo de risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes. Em 31 de dezembro de 2018 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 15.712 (R\$ 11.567 em 31 de dezembro de 2017), que compensados pelas perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 7.929 (R\$ 10.960 em 31 de dezembro de 2017), contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total líquido de R\$ 7.783 (R\$ 607 em 31 de dezembro de 2017).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	276.335
2021	383.221
2022	36.742
2023	24.617
2024	21.786
2025 a 2028	72.949
Subtotal	815.650
Marcação a mercado	(9.924)
Total	805.726

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 dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

<u>Indexador</u>	<u>Variação acumulada % a.a.</u>		<u>% da dívida</u>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
TJLP e TLP	6,72 e 7,42	7,00	18,17	7,27
CDI	6,40	6,89	75,11	82,92
Outros			6,72	9,81
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional:

FINEM 2018 – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 347.264, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando recursos destinados à implantação do plano de investimentos para o período compreendido entre janeiro de 2018 e dezembro de 2019 com o objetivo de realizar a expansão e a modernização da rede elétrica na área de concessão. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 176.000 (R\$ 171.298 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 171.264 deverá ser utilizado até março de 2020.

Moeda estrangeira – Lei 4.131:

Dólar – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 394.200 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

Euro – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 100.000 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

Pré-pagamento no exercício:

No ano de 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 246.667 de empréstimos cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Ainda, o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2018.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a um índice que varia entre 3,50 e 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,9.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,72.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

Índice exigido nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power Participações S.A.

- Patrimônio Líquido dividido pelo Ativo Total (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12/OCPC 01) maior ou igual a 0,3.

A definição de EBITDA na Companhia para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente 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 para ativos e passivos).

Em 2018, a Companhia obteve do BNDES e bancos repassadores a autorização de dispensa da obrigação de apuração do índice financeiro Dívida Líquida dividida pelo EBITDA contidos nos contratos de financiamento, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

A Administração da Companhia monitora 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 financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018.

(15) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo - Pós fixado						
CDI	542.592	215.000	(160.755)	47.305	(48.365)	595.777
IPCA	62.299	-	-	5.703	(3.228)	64.775
Total ao custo	604.891	215.000	(160.755)	53.008	(51.593)	660.552
Gastos com captação (*)	(2.627)	(5.494)	-	1.047	-	(7.074)
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado						
IPCA	-	197.000	-	4.913	-	201.913
Marcação a mercado	-	-	-	3.489	-	3.489
Total ao valor justo	-	197.000	-	8.402	-	205.402
Total	602.264	406.506	(160.755)	62.457	(51.593)	858.878
Circulante	77.409					60.508
Não circulante	524.855					798.370

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Pós fixado						
CDI	109,5% do CDI CDI + 0,48% a 0,83% (1)	(a)	595.777	542.592	2018 a 2022	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + de 5,2901%	(b)	64.775	62.299	2023 a 2024	Fiança da CPFL Energia
Total mensuradas ao custo			660.551	604.891		
	Gastos com captação (*)		(7.074)	(2.627)		
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado						
IPCA	IPCA + 5,80%	(b)	201.913	-	2024 a 2025	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado			3.489	-		
Total mensuradas ao valor justo			205.402	-		
Total			858.878	602.264		

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

(1) Swap convertendo o custo da operação de variação de taxa de juros para taxas pré-fixadas entre 6,73% e 7,61%. Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 30.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 106,2% a 110,77% do CDI | CDI + de 0,89%

(b) IPCA +5,42 | IPCA + 6,31%

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com o CPC 48, classificou suas debêntures como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros de debêntures 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 debêntures, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da debênture designada ao valor justo totalizava R\$ 205.402.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro

da Companhia, exceto pelo componente de cálculo de risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes. Em 31 de dezembro de 2018 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 3.489, que compensados pelos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 9.936, contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 30), geraram um ganho total líquido de R\$ 6.447.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	36.670
2021	376.158
2022	122.112
2023	30.958
2024	129.856
2025	99.127
Subtotal	794.881
Marcação a mercado	3.489
Total	798.370

Adições no exercício:

9ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 215.000 debêntures simples, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, serie única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 215.000 (R\$ 214.739 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos foram destinados para plano de investimento, refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

10ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 197.000 debêntures, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, serie única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 197.000 (R\$ 191.767 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos foram destinados para plano de investimento, refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Pré-pagamento

Em 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 102.005 de debêntures cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2018.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora 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 financeiras e não financeiras estão adequadamente

atendidas em 31 de dezembro de 2018.

(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>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.416.391	1.247.462
Valor justo dos ativos do plano	<u>(1.205.647)</u>	<u>(1.105.738)</u>
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>210.744</u>	<u>141.724</u>

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

	Passivo	Ativo
Valor presente das obrigações atuariais e 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 de 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 e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2017	1.247.462	(1.105.738)
Custo do serviço corrente bruto	4.365	-
Rendimento esperado no ano	-	(102.621)
Juros sobre obrigação atuarial	114.628	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.078	(2.078)
Contribuições de patrocinadoras	-	(25.460)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(57.432)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	135.540	-
Benefícios pagos no ano	(87.682)	87.682
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2018	1.416.391	(1.205.647)

16.3 Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2018	31/12/2017
Passivo atuarial líquido no início do exercício	141.724	139.958
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	16.372	17.244
Contribuições da patrocinadora vertidas do ano	(25.460)	(17.296)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	328
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	135.540	(3.586)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(57.432)	5.076
Passivo atuarial líquido no final do exercício	210.744	141.724
Outras contribuições	623	637
Total passivo	211.366	142.361
Circulante	20.626	14.015
Não circulante	190.740	128.346

16.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2019 estão apresentadas no montante de R\$ 39.924.

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

<u>Ano de pagamento</u>	
2019	93.740
2020	97.514
2021	102.140
2022	106.107
2023 a 2028	731.143
Total	1.130.644

Em 31 de dezembro de 2018, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 11,2 anos.

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

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2019 e as despesas reconhecidas em 2018 e 2017 são como segue:

	2019	2018	2017
	Estimadas	Realizadas	Realizadas
Custo do serviço	5.447	4.365	3.153
Juros sobre obrigações atuariais	125.059	114.628	127.561
Rendimento esperado dos ativos do plano	(107.795)	(102.621)	(113.470)
Total da despesa (receita)	22.711	16.372	17.244

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

	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,39% a.a.	6,39% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% 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:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano

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 2018 e 2017, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2019, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2018.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2018	2017	2018	2017
Renda fixa	81%	80%	0%	0%
Títulos públicos federais	53%	49%	0%	0%
Títulos privados (instituições financeiras)	5%	7%	0%	0%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%	0%	0%
Outros investimentos de renda fixa	18%	22%	0%	0%
Renda variável	13%	14%	0%	0%
Fundos de investimento em ações	13%	14%	0%	0%
Investimentos estruturados	2%	3%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	2%	3%	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.

	<u>Meta 2019</u>
Renda fixa	72,8%
Renda variável	8,9%
Imóveis	2,3%
Empréstimos e financiamentos	2,9%
Investimentos estruturados	6,0%
Investimentos no exterior	7,2%
	<u>100,0%</u>

A meta de alocação para 2019 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da FUNCESP, efetuada ao final de 2018 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2019, 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. Os dois principais estudos que dão suporte para a Funcesp atingir os objetivos de gestão de investimentos são o Estudo de *Asset Liability Management – ALM* (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nas classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativos, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez de cada plano, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial do plano e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazos, bem como auxiliam na análise da liquidez mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

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 nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 40.114 (redução de R\$ 38.248).

- Se a tábua de biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 26.753 (aumento de R\$ 26.122).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,1% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 8,85% e 9,35%. A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de AT-2000(-10). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas.

16.8 Risco de investimento

O plano de benefício da Companhia possui 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.

O plano de benefício da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, que 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 FUNCESP o que ocorre ao menos trimestralmente.

A FUNCESP 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 FUNCESP determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelece a estratégia do plano, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	360	302
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	-	57.149
Bandeiras tarifárias e outros	<u>21.928</u>	<u>53.779</u>
Total	<u>22.288</u>	<u>111.230</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE – O saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 30.584, (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 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. Em 2018, a Companhia efetuou o pagamento antecipado das quotas de CDE referente ao saldo de dezembro/18 e também efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber – CDE (nota 11) no valor de R\$ 1.846.

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 A RECOLHER

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</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>-</u>	<u>1.514</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	98.681	115.711
Programa de integração social - PIS	4.589	5.474
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	21.178	25.212
Outros	6.024	4.268
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>130.472</u>	<u>150.664</u>
Total	<u><u>130.472</u></u>	<u><u>152.178</u></u>

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

	<u>31/12/2018</u>		<u>31/12/2017</u>	
	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>
Trabalhistas	33.586	11.755	32.926	13.586
Cíveis	32.595	30.323	24.597	30.362
Fiscais				
Imposto de renda	151.811	163.410	147.100	158.276
Outras	38.008	7.953	32.089	7.179
	<u>189.819</u>	<u>171.363</u>	<u>179.189</u>	<u>165.455</u>
Outros	3.543	-	4.375	-
Total	<u><u>259.544</u></u>	<u><u>213.440</u></u>	<u><u>241.088</u></u>	<u><u>209.403</u></u>

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

	<u>Saldo em 31/12/2017</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>Atualização monetária</u>	<u>Saldo em 31/12/2018</u>
Trabalhistas	32.926	9.539	(4.796)	(9.300)	5.215	33.586
Cíveis	24.597	22.206	(3.951)	(14.373)	4.117	32.595
Fiscais	179.189	5.217	(202)	(13)	5.628	189.819
Outros	4.375	838	(1.858)	-	188	3.543
Total	<u><u>241.088</u></u>	<u><u>37.800</u></u>	<u><u>(10.805)</u></u>	<u><u>(23.686)</u></u>	<u><u>15.148</u></u>	<u><u>259.544</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 - Refere-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 nºs. 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\$ 151.811 (R\$ 147.100 em 31 de dezembro de 2017) 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, SAT e PIS e COFINS. Com relação ao PIS e COFINS, a Companhia ajuizou ação judicial objetivando discutir a aplicação do Decreto nº 8.426/15, que majorou as respectivas alíquotas incidentes sobre as receitas financeiras de 0% para 4,65%. Tendo sido acolhido seu pedido liminar para suspender a exigibilidade dos referidos tributos, a Companhia vem, desde então, provisionando os valores que deixaram de ser recolhidos à Receita Federal do Brasil por força da referida liminar. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo referente a esta ação é de R\$ 37.727.

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 2018 e 2017 estavam assim representadas:

	31/12/2018	31/12/2017	Principais causas
Trabalhistas	86.811	76.965	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	152.951	121.742	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	546.648	467.045	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatório	3.899	3.613	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	790.309	669.365	

No tocante às contingências trabalhistas, 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores e concessionárias	10.433	15.504	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	26.409	36.732	16.887	13.953
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	20.803	21.983	10.882	7.294
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	6.872	3.367	-	-
Fundo de reversão	1.527	-	10.933	13.987
Adiantamentos	1.771	1.584	94	139
Descontos tarifários - CDE	9.275	5.479	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	146	219	-	-
Folha de pagamento	2.207	2.151	-	-
Participação nos lucros	10.027	8.246	1.822	1.395
Convênios de arrecadação	14.566	12.491	-	-
Outros	4.895	3.079	-	-
Total	108.932	110.834	40.618	36.768

(*) EPE - Empresa de Pesquisa Energética;

FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico;

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

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 ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/17 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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 do acionista no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2018 e 2017 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	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

21.1 – Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio (“JCP”)

Na Assembléia Geral Ordinária (“AGO”) de 27 de abril de 2018 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2017, através de (i) juros sobre capital próprio no montante de R\$ 33.464 (R\$ 28.445 líquido dos efeitos tributários), atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,630250424, (ii) dividendos intermediários 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 e (iii) retificação do dividendo intermediário de 2016 de R\$ 12.164.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

- dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 6.226, sendo atribuído para cada lote de mil ações o valor de R\$ 0,117263817.
- declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 37.304 (R\$ 31.708 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,702561325 (R\$ 0,597177126 líquido dos efeitos tributários), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.

No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 28.445 referente a juros sobre capital próprio.

21.2 – Reversão da reserva estatutária do ativo financeiro da concessão.

Na Assembléia Geral Extraordinária (“AGE”) de 27 de abril de 2018 foi aprovada a reversão da reserva estatutária de ativo financeiro da concessão e a transferência do respectivo saldo de R\$ 200.310 para a conta de Lucros Acumulados.

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:

- Reserva legal, no montante de R\$ 16.138;
- Reserva estatutária - reforço de capital de giro de R\$ 356.496.

21.5 – Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- (i) entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 162.448 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 33 (R2);
- (ii) efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, com saldo credor de R\$ 9.999 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

21.6 – 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.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

Lucro líquido do exercício	182.654
Reversão da reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	200.310
Efeitos negativos da adoção inicial do CPC 48	(18.193)
Lucro líquido base para destinação	364.771
Reserva legal	(8.534)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(312.707)
Juros sobre capital próprio	(37.304)
Dividendo mínimo obrigatório	(6.226)

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\$ 312.707 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 2018 e 2017 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os exercícios apresentados:

	2018	2017
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	182.654	152.080
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias (mil)	53.096.770	29.950.843
Média ponderada em ações em poder dos acionistas - ações preferenciais (mil)	-	23.145.928
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	3,44	2,74
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	-	3,02

Nos exercícios de 2018 e 2017 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	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	1.648.569	1.612.281	3.905	3.864	2.630.496	2.264.464
Industrial	6.253	6.368	1.147	1.245	679.474	614.837
Comercial	82.065	82.764	1.774	1.816	1.108.451	967.100
Rural	7.307	7.241	108	104	45.564	37.715
Poderes públicos	8.161	8.145	218	219	129.411	110.751
Iluminação pública	2.181	2.127	329	326	123.958	109.072
Serviço público	1.197	1.180	279	224	140.670	98.410
Fornecimento faturado	1.755.733	1.720.106	7.761	7.798	4.858.023	4.202.349
Consumo próprio	154	139	5	5	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	23.923	(1.900)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(1.705.799)	(1.503.134)
Fornecimento de energia elétrica	1.755.887	1.720.245	7.766	7.803	3.176.147	2.697.315
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas						
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	119	118	38.638	21.602
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	(10.204)	(2.982)
Suprimento de energia elétrica	469	2.411	350	2.293	124.789	686.685
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo						
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	-	-	-	-	1.716.003	1.506.116
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos	-	-	-	-	629.481	431.209
Receita de construção da infraestrutura de concessão	-	-	-	-	(4.476)	-
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)	-	-	-	-	265.311	277.861
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)	-	-	-	-	190.165	532.712
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	-	-	-	-	39.271	21.971
Outras receitas e rendas	-	-	-	-	172.051	159.081
Outras receitas operacionais	469	2.411	350	2.293	109.708	70.490
Total da receita operacional bruta	3.117.514	2.999.440	6.446.884	6.402.060	6.446.884	6.402.060
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	-	-	(1.043.569)	(889.876)
PIS	-	-	-	-	(101.583)	(100.969)
COFINS	-	-	-	-	(467.896)	(465.069)
ISS	-	-	-	-	(108)	(90)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	-	-	(851.736)	(690.560)
Programa de P & D e eficiência energética	-	-	-	-	(35.750)	(36.975)
PROINFA	-	-	-	-	(40.720)	(57.763)
Bandeiras tarifárias e outros	-	-	-	-	(22.178)	(159.512)
Outros	-	-	-	-	(3.802)	(3.924)
Receita operacional líquida	3.879.542	3.997.322			3.879.542	3.997.322

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 16 de outubro de 2018, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2018 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em 20,01%, sendo 8,83% relativos ao reajuste econômico e 11,18% referentes aos componentes financeiros, em relação às tarifas de base econômica definidas no último evento tarifário ordinário (RTA/2017). O efeito médio percebido pelos consumidores é de 19,25% (conforme divulgado na REH), quando comparado às tarifas de aplicação definidas no RTA ocorrido em outubro de 2017. As novas tarifas têm

vigência de 23 de outubro de 2018 a 22 de outubro de 2019.

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 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.

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 2018, foi registrada receita de R\$ 172.051 (R\$ 159.081 em 2017), sendo (i) R\$ 8.340 (R\$ 9.333 em 2017) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 126.158 (R\$ 102.245 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 97 (R\$ 47.503 em 2017) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 37.456 de subvenção CCRBT. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários – CDE (nota 20).

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 busca, primordialmente, sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN. 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 críticas. Para cada 100 kWh consumidos, antes dos efeitos tributários, a bandeira amarela resulta em acréscimos de R\$1,00 na tarifa, enquanto a bandeira vermelha, a depender do patamar, em R\$ 3,00 (patamar 1) e em R\$ 5,00 (patamar 2). Os valores informados estão vigentes desde decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

Em 2018, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de novembro de 2017 a outubro de 2018. O montante homologado nesse período foi de R\$ 236.746. Deste montante R\$ 44.750, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 191.996 referente as homologações de janeiro a outubro de 2018, em função do Despacho de Encerramento nº 4.356 de 22 de dezembro de 2017, foram classificados como constituição de ativo e passivo financeiro setorial. O montante de R\$ 21.928, referente a Bandeira Tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em taxas regulamentares (nota 17).

23.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.358, de 19 de dezembro de 2017, alterada pela REH nº 2.368 de 09 de fevereiro de 2018, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2018. 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. Contudo, a ANEEL por meio da Audiência pública nº 37/2018 revisou o orçamento de 2018 e estabeleceu nova quota de CDE – USO, para os meses de setembro a dezembro de 2018, bem como manteve inalterada a quota de CDE – Energia, conforme REH nº 2.446 de 04 de setembro de 2018. Adicionalmente, por meio da REH nº 2.004, 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 de abril de 2017 a março de 2018, a mesma resolução definiu também os valores para o período de abril de 2018 a março de 2020.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.128	2.290	510.774	457.071
PROINFA	194	201	62.182	40.329
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	7.312	9.076	1.906.424	2.391.069
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(221.333)	(267.183)
Subtotal	9.634	11.567	2.258.046	2.621.286
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			418.501	238.778
Encargos de transporte de itaipu			50.940	31.102
Encargos de conexão			23.166	17.831
Encargos de uso do sistema de distribuição			17.272	17.706
Encargos de serviço do sistema - ESS liquidado do repasse da CONER (*)			(18.147)	(77.188)
Encargos de energia de reserva - EER			23.431	-
Crédito de PIS e COFINS			(47.653)	(21.111)
Subtotal			467.510	207.117
Total			2.725.556	2.828.403

(*) Conta de energia de reserva

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Despesas Operacionais				Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	Gerais e administrativas		Outros		2018	2017
							2018	2017	2018	2017		
Pessoal	99.062	100.078	-	-	22.497	24.465	27.413	40.711	-	-	148.972	165.254
Entidade de previdência privada	16.372	17.244	-	-	-	-	-	-	-	-	16.372	17.244
Material	20.188	19.656	96	130	632	432	3.632	2.349	-	-	24.547	22.568
Serviços de terceiros	52.544	47.437	241	224	45.381	45.611	57.667	46.837	-	-	155.833	140.110
Amortização	85.031	79.205	-	-	641	593	14.559	16.539	-	-	100.231	96.338
Custos com construção da infraestrutura	-	-	265.311	277.861	-	-	-	-	-	-	265.311	277.861
Outros	62	3.410	(1)	(2)	66.883	57.888	44.351	53.116	9.346	9.688	120.642	124.098
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	14.434	13.581	-	-	-	-	14.434	13.581
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	51.571	44.017	-	-	-	-	51.571	44.017
Arendamentos e aluguéis	-	-	-	-	-	-	4.520	4.532	-	-	4.520	4.532
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	3	-	2.175	2.357	-	-	2.178	2.357
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	30.744	39.559	-	-	30.744	39.559
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	639	561	-	-	639	561
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	9.360	9.749	9.360	9.749
Outros	62	3.410	(1)	(2)	876	290	6.273	6.106	(14)	(61)	7.196	9.743
Total	273.260	267.030	265.647	278.213	136.034	126.989	147.622	159.552	9.346	9.688	831.909	843.472

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	9.535	54.988
Acréscimos e multas moratórias	48.635	42.645
Atualização de créditos fiscais	(196)	1.159
Atualização de depósitos judiciais	7.613	10.920
Atualizações monetárias e cambiais	11.578	3.810
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	7.943	1.637
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	14.547	-
PIS e CÔFINS - sobre outras receitas financeiras	(6.884)	(7.393)
Outros	5.807	9.908
Total	98.579	117.674
Despesas		
Encargos de dívidas	(103.767)	(102.855)
Atualizações monetárias e cambiais	(32.140)	(93.669)
(-) Juros capitalizados	3.778	3.585
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	-	(11.430)
Outros	(14.997)	(13.931)
Total	(147.127)	(218.299)
Resultado financeiro	(48.548)	(100.626)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2018 e 2017 sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos de ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 129.445 no exercício de 2018 (perda de R\$ 38.623 em 2017) (nota 30).

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2018, 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:

- Intangível, ativo contratual em curso, 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 de engenharia e consultoria.
- 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 Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A Companhia pagou em janeiro de 2018, faturas renegociadas de compra de energia com a CERAN que tinham vencimento original de novembro a dezembro de 2017. A Companhia pagou em junho de 2018, faturas renegociadas de compra de energia com a CPFL Geração que tinham vencimento original de fevereiro a maio de 2018.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 4.204 (R\$ 3.119 em 2017). Este valor é composto por R\$ 3.433 (R\$ 2.571 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 80 (R\$ 40 em 2017) de benefícios pós-emprego e R\$ 691 (R\$ 508 em 2017) 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>Passivo</u>	<u>Despesa/custo</u>	
	31/12/2017	2018	2017
Empresas			
Encargos - Rede básica			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	189	31.527	14.029

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	99	-	209	-	-	-	(1.057)
Companhia Paulista de Força e Luz	2.173	695	1.191	557	-	-	(2.613)	(407)
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	-	-	-	-	-	-	(336)
Companhia Leste Paulista de Energia (*)	-	-	-	-	-	-	-	(96)
Companhia Sul Paulista de Energia (*)	-	-	-	-	-	-	-	(127)
Companhia Jaguaré de Energia	742	80	128	12	-	-	(3.742)	(102)
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	-	-	-	-	-	-	(65)
Rio Grande Energia S.A. (**)	1.268	226	73	14	-	-	(5.648)	(2.486)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	1.508	-	198	-	-	-	(9.106)	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	78	-	37	-	-	-	(924)
CPFL Energia S.A.	90	71	-	-	-	-	(559)	(1.106)
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	-	-	(34)	(20)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	58	-	5	-	-	-	(424)
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	1	1	-	-	-	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	14	3	-	1	-	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(14)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	(2)	(1)
Arrendamento e aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	875	866
CPFL Renováveis - Consolidado	43	-	-	-	144	138	15	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	392	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	7	6	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	37.935	-	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual em curso, materiais e prestação de serviço								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	51.205	76.440	5.351	12.817	94	10	21.836	20.255
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	819	812	-	-	9.061	8.817
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	119	705	-	-	9.290	8.448
CPFL Telecom S.A.	2	2	-	-	-	-	1.644	16.472
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	282	785	-	-	10.638	10.383
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Paulista de Força e Luz	18	18	1.368	1.596	-	-	17.168	17.697
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	6.220	17.501	-	-	69.923	67.508
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3	3	-	-	35	34
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	4.877	8.271	-	-	59.425	64.340
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	67	85	-	-	922	894
Campos Novos Energia S.A.	-	-	21.780	17.600	-	-	123.330	107.086
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	5.236	13.334	-	-	60.868	53.428
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	12.838	11.359	-	-	148.915	131.439
CPFL Renováveis - Consolidado	402	-	-	957	-	-	6.997	12.187
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	44	29
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	37	10
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	23	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.148	503

(*) As informações referente ao resultado de 2018 estão apresentadas na Companhia Jaguaré de Energia em função da incorporação destas empresas em 31/12/2017.

(**) Os saldos de ativo e passivo e as operações de resultados realizadas após 31/10/2018, estão apresentadas na RGE Sul Distribuidora de Energia em função da incorporação dessa empresa pela RGE Sul Distribuidora 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	31/12/2018
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	503.783
Transporte	Transporte nacional	50.034
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	29.290
Automóveis	Cobertura para terceiros	1.613
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	22.615
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
Total		848.835

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 do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna, Riscos e Compliance e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da 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, 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), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

Ao Conselho Fiscal da 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 CPFL Energia 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 CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna, Riscos e Compliance é responsável pela (i) coordenação do processo de gestão de riscos da 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, (ii) monitoramento periódico das exposições aos riscos e acompanhamento da implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios, (iii) acompanhamento e reporte dos status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, e (iv) avaliação do ambiente de controles internos da Companhia e interação com os respectivos Gestores dos Negócios, buscando a definição de planos de ação no caso de deficiências identificadas.

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, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

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 (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) 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 hídrica: 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 chuvas abaixo do normal observadas no período de maio a setembro não causaram risco de abastecimento energético em 2018, porém incorreram em forte despacho termoeletrico e consequente redução da geração hidroelétrica, o que impactou significativamente os custos com compra de energia e encargos para os agentes do setor elétrico neste período.

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 principais 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(*)	31/12/2018	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	91.770	91.770
Derivativos	30	(a)	Nível 2	200.477	200.477
Ativo financeiro da concessão	10	(a)	Nível 3	1.137.915	1.137.915
Total				1.430.162	1.430.162
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	318.259	318.259
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	960.424	960.424
Debêntures - principal e encargos	15	(b)	Nível 2 (***)	653.477	651.425
Debêntures - principal e encargos (**)	15	(a)	Nível 2	205.401	205.401
Total				2.137.561	2.135.509

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 656 em 2018 (um ganho de R\$ 6.337 em 2017).

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

Legenda

Categoria / Mensuração:

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurados ao custo amortizado

A classificação dos ativos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pela Companhia para cada instrumento.

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) FNDCT/EPE/PROCEL, (v) convênios de arrecadação, (vi) descontos tarifários – CDE, (vii) coligadas, controladas e controladora, (viii) passivo financeiro setorial e (ix) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2018 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 valor justo contra resultado, 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 (perdas) no resultado do exercício de 2018 foi de R\$ 41.107 (R\$ 24.957 em 2017), assim como as principais premissas utilizadas, está divulgada na nota 10.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge econômico*) 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 (notas 14 e 15). 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 2018 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores a custo, líquidos (1)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo								
Hedge variação cambial								
Empréstimos bancários - Lei 4.131	187.641	187.641	193.819	(6.178)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,95% a 1,41%) ou 3,27%	112,64% a 116% do CDI	mar/19 a mai/21	673.214
Empréstimos bancários - Lei 4.131	1.921	1.921	3.672	(1.751)	Euro + de 0,80%	105,1% do CDI	mai/21	100.000
	<u>189.562</u>	<u>189.562</u>	<u>197.491</u>	<u>(7.929)</u>				
Hedge variação índice de preços								
Debêntures	10.915	10.915	979	9.936	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	out/25	197.000
Total	<u>200.477</u>	<u>200.477</u>	<u>198.469</u>	<u>2.007</u>				
Circulante	117.985							
Não circulante	82.492							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 14 e 15.

(1) 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 e é reduzido de acordo com a respectiva amortização.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2018
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	158.850	121.164	(81.544)	198.470
Para dívidas não designadas a valor justo	213	(4.315)	4.102	-
Marcação a mercado (*)	(10.235)	12.242	-	2.007
Total	<u>148.828</u>	<u>129.091</u>	<u>(77.442)</u>	<u>200.477</u>

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) ganho de R\$ 12.966 para as dívidas designadas a valor justo, (ii) perda de R\$ 724 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 (notas 14 e 15).

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 2018 e de 2017, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente
	2018	2017	2018
Varição de taxas de juros	(3.336)	175	-
Marcação a mercado	8.953	879	258
Varição cambial	120.185	(19.799)	-
Marcação a mercado	3.643	(19.878)	(612)
	<u>129.445</u>	<u>(38.623)</u>	<u>(354)</u>

c) Ativos financeiros da concessão

Em função Companhia ter classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como mensurados pelo valor justo por meio de resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis e não existe um mercado ativo. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

Uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, a

Companhia entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos. A mensuração contábil da indenização decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais.

d) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio e taxas de juros - irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

e) 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:

e.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2018 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(858.428)		(25.477)	195.499	416.475
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	871.701		25.871	(198.522)	(422.915)
	13.273	baixa dolar	394	(3.023)	(6.440)
Instrumentos financeiros passivos	(101.996)		(6.450)	20.662	47.773
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	103.380		6.537	(20.942)	(48.421)
	1.384	baixa euro	87	(280)	(648)
Total	14.657		481	(3.303)	(7.088)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			199	(1.133)	(2.466)
Efeitos no resultado do exercício			282	(2.170)	(4.622)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2018 foi de R\$ 3,87 para o dólar e R\$ 4,44 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 3,99 e R\$ 4,72 e a depreciação cambial de 2,97% e 6,32%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2018.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, 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.

e.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2018 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	taxa no período	taxa Cenário provável (a)	Receita (despesa) no resultado		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	6.997				460	575	690
Instrumentos financeiros passivos	(595.777)				(39.143)	(48.928)	(58.714)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(989.741)				(65.026)	(81.282)	(97.539)
	(1.578.521)	alta CDI	6,40%	6,57%	(103.709)	(129.635)	(155.563)
Instrumentos financeiros passivos	(232.317)	alta TJLP e TLP	6,72% e 7,42%	7,03%	(16.332)	(20.415)	(24.498)
Instrumentos financeiros passivos	(270.177)				(9.024)	(6.768)	(4.512)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	215.137				7.186	5.389	3.593
Ativo financeiro da concessão	1.137.915				38.006	28.505	19.003
	1.082.875	baixa IPCA	3,69%	3,34%	36.168	27.126	18.084
Ativos e passivos financeiros setoriais	237.466				15.554	11.666	7.777
Instrumentos financeiros passivos	(30.149)				(1.975)	(1.481)	(987)
	207.317	baixa SELIC	6,40%	6,55%	13.579	10.185	6.790
Total	(520.646)				(70.294)	(112.739)	(155.187)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					344	267	191
Efeitos no resultado do período					(70.638)	(113.006)	(155.378)

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 4.247.

f) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 6 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor, consistindo em um grande número de pequenos saldos.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas ao longo da vida esperada dos recebíveis.

Em 31 de dezembro de 2018, a exposição máxima ao risco de crédito para contas a receber por tipo de contraparte era representada pelo saldo total registrado apresentado na nota 6 –

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Caixa e equivalentes de caixa

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um rating de pelo menos AA-.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos ratings de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2018 e 2017 que os títulos tivessem uma perda por redução ao valor recuperável, utilizando o critério de perdas esperadas.

g) 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 2018, 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.

31/12/2018	Nota explicativa	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	383.644	-	-	-	-	-	383.644
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	128.723	213.000	191.122	726.542	76.978	112.614	1.448.979
Debêntures - principal e encargos	15	9.091	64.012	28.354	528.692	205.560	262.664	1.098.373
Taxas regulamentares	17	22.288	-	-	-	-	-	22.288
Outros	20	4.467	21.594	7.337	3.054	3.054	4.825	44.331
Consumidores e concessionárias		4.340	6.093	-	-	-	-	10.433
EPE / FNDCT / PROCEL		-	680	6.192	-	-	-	6.872
Convênio de arrecadação		-	14.566	-	-	-	-	14.566
Fundo de reversão		127	255	1.145	3.054	3.054	4.825	12.460
Total		548.213	298.606	226.813	1.258.288	285.592	380.103	2.997.615

(31) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2018, um valor de R\$ 3.778 (R\$ 3.585 em 2017) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição. (nota 26).

(32) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2018	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Aluguéis	até 3 anos	147	120	-	-	267
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 9 anos	2.075.186	4.125.193	4.497.233	10.917.335	21.614.947
Compra de energia de Itaipu	até 9 anos	507.493	1.001.455	1.015.961	2.899.339	5.424.248
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 10 anos	426.419	1.172.535	1.545.423	3.934.070	7.078.447
Projetos de construção de subestação	até 1 ano	2.961	-	-	-	2.961
Total		3.012.206	6.299.303	7.058.617	17.750.744	34.120.870

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

WILSON ROBERTO PEREIRA
Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Administrativo

ROBERTO SARTORI
Diretor Comercial

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor Operações

MINGYAN LIU
Diretor de Assuntos Regulatórios

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
Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí
Edifício Dahruj Tower
13024-001 - Campinas/SP - Brasil
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil
Telefone +55 (19) 3198-6000
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 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, 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 2018, 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
(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, sucedem ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada 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. Envolvemos 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 e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia com expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão 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 tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaborada sob a responsabilidade da administração da 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.

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.
- Concluímos 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, 11 de março de 2019

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-027612/F



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

Balanco Patrimonial em
31 de dezembro de 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Ativo			
Ativo Circulante		1.814.593	1.637.752
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	91.770	374.459
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	747.218	633.668
Serviços em Curso		25.460	34.138
Tributos Compensáveis	7	37.533	27.900
Almoxarifado Operacional		4.049	2.599
Investimentos Temporários		-	790
Ativos Financeiros Setoriais	8	691.955	410.512
Despesas Pagas Antecipadamente		55.516	11.764
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	117.985	92.245
Outros Ativos Circulantes	10	43.107	49.678
Ativo Não Circulante		3.430.258	3.587.593
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	16.094	13.917
Tributos Compensáveis	7	24.637	19.498
Depósitos Judiciais e Cauções	17	213.440	209.403
Investimentos Temporários		6.804	6.583
Tributos Diferidos	9	17.076	-
Ativos Financeiros Setoriais	8	259.205	580.441
Despesas Pagas Antecipadamente		932	1.355
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	82.492	76.337
Outros Ativos Não Circulantes	10	678	678
Imobilizado	11	2.700.934	2.573.489
Intangível	11	107.967	105.892
Total do Ativo		5.244.851	5.225.346

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

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

Balanco Patrimonial em
31 de dezembro de 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Passivo			
Passivo Circulante		1.661.643	1.891.257
Fornecedores	12	383.644	517.360
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	533.465	522.862
Obrigações Sociais e Trabalhistas		28.014	25.942
Benefício Pós-Emprego	14	20.626	14.015
Tributos	16	130.472	152.178
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	20	37.935	-
Encargos Setoriais	15	76.417	173.312
Passivos Financeiros Setoriais	8	408.458	447.234
Outros Passivos Circulantes	18	42.613	38.355
Passivo Não Circulante		3.041.226	2.795.100
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	1.604.096	1.247.339
Benefício Pós-Emprego	14	190.740	128.346
Provisão para Litígios	17	259.544	241.088
Encargos Setoriais	15	27.769	21.247
Tributos Diferidos	9	-	20.769
Passivos Financeiros Setoriais	8	305.236	466.216
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	-	19.753
Outros Passivos Não Circulantes	18	12.849	15.521
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	640.992	634.820
Total do Passivo		<u>4.702.869</u>	<u>4.686.357</u>
Patrimônio Líquido			
Capital Social		240.144	240.144
Reservas de Capital		55.905	55.905
Outros Resultados Abrangentes		98.527	172.984
Reservas de Lucros		146.406	51.393
Lucros ou prejuízos Acumulados		1.000	(9.882)
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		-	28.445
Total do Patrimônio Líquido	20	<u>541.982</u>	<u>538.989</u>
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		<u>5.244.851</u>	<u>5.225.346</u>

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 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2018	2017
Receita / Ingresso	21	6.043.169	6.038.526
Fornecimento de Energia Elétrica		3.176.147	2.697.315
Suprimento de Energia Elétrica		28.434	18.620
Energia Elétrica de Curto Prazo		124.789	686.685
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		2.345.484	1.937.325
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		190.165	532.712
Serviços Cobráveis		6.100	6.788
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		172.051	159.081
Tributos		(1.613.156)	(1.456.004)
ICMS		(1.043.569)	(889.876)
PIS-PASEP		(101.583)	(100.969)
COFINS		(467.896)	(465.069)
ISS		(108)	(90)
Encargos - Parcela "A"		(954.230)	(948.733)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(17.897)	(18.487)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(17.897)	(18.487)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(851.736)	(690.560)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(3.802)	(3.924)
Outros Encargos		(62.898)	(217.275)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		3.475.783	3.633.788
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(2.715.504)	(2.828.403)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(2.247.994)	(2.621.286)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(467.510)	(207.117)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		760.279	805.384
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(507.214)	(549.914)
Pessoal e Administradores	23	(165.344)	(182.498)
Material		(24.547)	(22.568)
Serviços de Terceiros		(155.833)	(140.110)
Arrendamento e Aluguéis		(4.520)	(4.532)
Seguros		(783)	(756)
Doações, Contribuições e Subvenções		(639)	(561)
Provisões		(26.130)	(35.337)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(51.571)	(44.017)
(-) Recuperação de Despesas		3.518	4.372
Tributos		(2.727)	(2.877)
Depreciação e Amortização		(130.854)	(128.844)
Gastos Diversos		(33.272)	(34.353)
Outras Receitas Operacionais		111.199	66.443
Outras Despesas Operacionais		(25.711)	(24.277)
Resultado da Atividade		253.065	255.471
Resultado Financeiro	24	(52.840)	(100.626)
Receitas Financeiras		312.418	154.605
Despesas Financeiras		(365.258)	(255.230)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		200.225	154.845
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(65.952)	(48.949)
Resultado Líquido do Exercício		134.273	105.896
Atribuível aos Acionistas Controladores		134.273	105.896

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 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Resultado Líquido do Exercício	134.273	105.896
Outros Resultados Abrangentes		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(47.309)	(1.199)
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(47.309)	(1.199)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>86.964</u>	<u>104.697</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	86.964	104.697

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 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	2018	2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	134.273	105.896
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	13.222	15.868
Depreciação	117.631	112.976
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	18.487	25.248
Imposto de renda e Contribuição social	65.952	48.949
Juros e variações monetárias	93.235	181.308
Obrigações pós-emprego	16.372	17.244
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	51.571	44.017
Provisões para litígios	29.867	42.792
	540.611	594.298
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(185.556)	(136.002)
Depósitos vinculados a litígios	3.576	10.695
Tributos compensáveis	(4.915)	8.513
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	19.981	(941)
Ativos financeiros setoriais	90.650	(449.063)
Outros ativos operacionais	(39.418)	8.533
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(88.942)	42.381
Fornecedores	(133.716)	51.000
Passivos financeiros setoriais	(236.065)	5.701
Obrigações pós-emprego	(25.475)	(16.790)
Salários e encargos sociais	291	(220)
Tributos e contribuição social	(25.788)	31.285
Provisões para litígios pagos	(23.686)	(49.532)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	3.796	5.479
Outros passivos operacionais	(8.666)	13.315
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(113.323)	118.651
Encargos de dívidas pagos	(92.345)	(119.292)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(78.190)	(38.105)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(283.858)	(38.746)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(304.977)	(285.536)
Participação financeira do consumidor	34.725	36.184
Títulos e valores mobiliários adquiridos	533	80
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(269.719)	(249.272)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.072.004	303.437
Empréstimos e financiamentos pagos	(850.114)	(235.113)
Liquidação de operações com derivativos	77.442	(77.026)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(28.445)	(112.638)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	270.887	(121.340)
Varição líquida do caixa e equivalentes de caixa	(282.690)	(409.358)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	374.459	783.818
No fim do exercício	91.770	374.459

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

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

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	Capital Social	Reservas de Capital	Resultado Abrangente Acumulado		Reserva de lucros		Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Outros resultados Abrangentes	Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
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 04/04/2017	-	-	-	-	-	-	-	12.164	12.164
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	28.445	(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
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	134.273	134.273
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(47.309)	-	-	-	-	(47.309)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(41.132)	-	-	-	-	41.132	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	13.985	-	-	-	-	(13.985)	-
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	-	-	-	(11.996)	(11.996)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	8.534	-	-	(8.534)	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	86.479	-	(86.479)	-
Transações de capital com os acionistas									
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(37.304)	(37.304)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(6.226)	(6.226)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(28.445)	-	(28.445)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	240.144	55.905	260.975	(162.448)	16.138	130.268	-	1.000	541.982

(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.

Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2018, 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 2018, a CPFL Piratininga cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 1,8 milhão de clientes, em 27 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 0,4% em relação ao exercício de 2017. Destaca-se a classe industrial, que registrou uma redução de 7,9% ante 2017.

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 3,8 milhões de pessoas, numa área que abrange 27 municípios do Estado de São Paulo, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. Atende atualmente 1,8 milhão de consumidores cativos e 600 consumidores livres. Em 2018, a Concessionária distribuiu 7.880 GWh ao mercado cativo e 6.768 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2018 foram faturadas 35.627 unidades consumidoras a mais que em 2017. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial. Na classe comercial e industrial houveram redução de 699 e 115, respectivamente, de unidades consumidoras em relação à quantidade faturada em 2017.

Número de Consumidores					
Consumidores	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial	1.514.128	1.553.546	1.585.420	1.612.281	1.648.569
Comercial	80.746	80.748	84.063	82.764	82.065
Industrial	6.651	6.557	6.482	6.368	6.253
Rural	6.924	7.044	7.207	7.241	7.307
Podere s Públicos	8.098	8.224	8.352	8.145	8.161
Iluminação Pública	1.897	1.990	2.053	2.127	2.181
Serviço Público	1.105	1.136	1.171	1.180	1.197
Total	1.619.549	1.659.245	1.694.748	1.720.106	1.755.733
Variacão		2,5%	2,1%	1,5%	2,1%

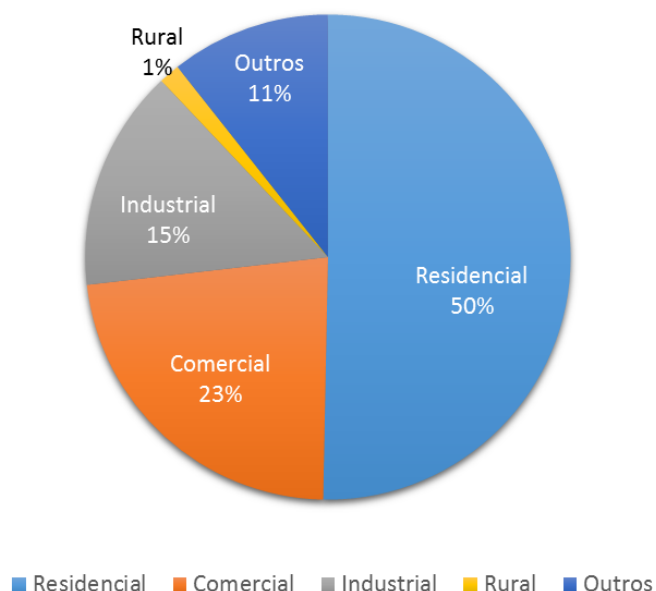
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Piratininga, no período de janeiro a dezembro de 2018, totalizou 14.534 GWh, sendo 7.880 GWh para o mercado cativo (7.916 GWh em 2017) e 6.768 GWh para o mercado livre (5.985 GWh em 2017).

Na área de concessão destaque para as classes Residencial, Rural e Serviços Públicos que apresentaram desempenho positivo, refletindo a retomada da atividade econômica. As classes Industrial e Comercial apresentaram redução de 7,9% e 2,3%, respectivamente. Este desempenho ainda reflete a migração de clientes para o mercado livre.

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

Mercado Atendido					
Mercado Atendido - GWh	2014	2015	2016	2017	2018
Energia Faturada	9.527	9.231	8.589	7.916	7.880
Fornecimento	9.414	9.119	8.475	7.798	7.761
Residencial	4.036	3.916	3.762	3.864	3.905
Comercial	2.158	2.169	2.059	1.816	1.774
Industrial	2.265	2.089	1.740	1.245	1.147
Rural	106	105	102	104	108
Poderes Públicos	231	229	218	219	218
Iluminação Pública	322	322	323	326	329
Serviço Público	296	289	271	224	279
Suprimento p/ agentes de distrib	113	113	114	118	119
Uso da Rede de Distribuição	6.226	5.811	5.133	5.985	6.768
Consumidores Livres/Dist./Ger.	4.800	4.531	4.660	5.579	6.436
Consumidores Rede Básica	1.426	1.279	473	405	332
Total	15.753	15.042	13.722	13.900	14.649
Variação		-4,5%	-8,8%	1,3%	5,4%

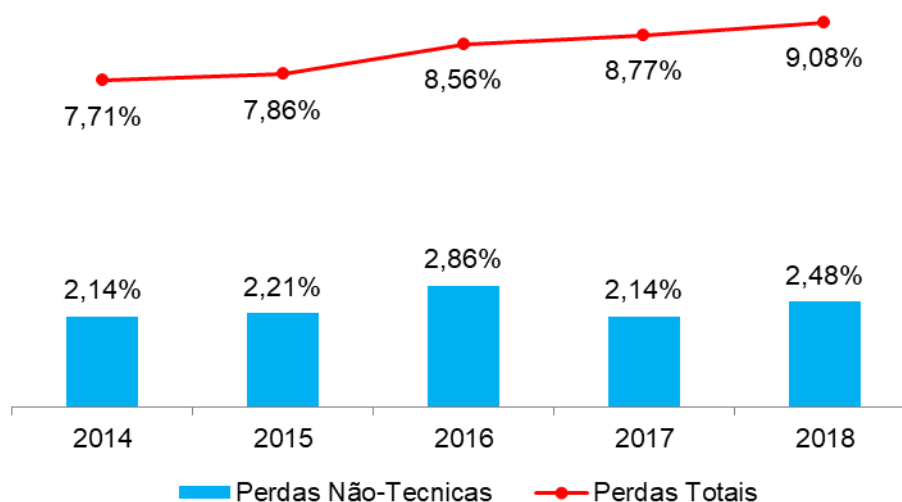
Consumo por classe de consumidores - 2018



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 2017 e 2018 foram respectivamente 8,77% e 9,08%, 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 2017 e 2018, foram respectivamente, 7,49% e 7,79%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2018 recuperou 127,4 GWh, por intermédio de 171 mil inspeções.

Balço Energético					
Energia Requerida	2014	2015	2016	2017	2018
Venda de Energia	9,532	9,236	8,594	7,921	7,886
Fornecimento	9,419	9,124	8,480	7,803	7,766
Suprimento p/ agentes de distribuição	113	113	114	118	119
Consumidores Livres/Dist./Ger.	4,590	4,325	4,974	5,639	6,122
Consumidores Rede Básica	1,428	1,244	412	412	293
Mercado Atendido	15,550	14,806	13,980	13,971	14,301
Perdas na Rede Básica	220	236	220	212	221
Perdas na Distribuição	1,079	1,027	1,088	1,131	1,207
Perdas Técnicas	719	671	651	804	818
Perdas não Técnicas - PNT	360	356	438	328	390
PNT / Energia Requerida %	2.14%	2.21%	2.86%	2.14%	2.48%
Perdas Totais - PT	1,299	1,263	1,309	1,344	1,429
PT / Energia Requerida %	7.71%	7.86%	8.56%	8.77%	9.08%
Total	16,849	16,069	15,289	15,315	15,730

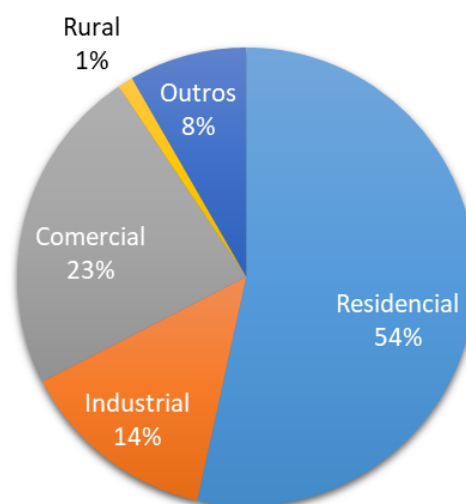


Importante observar que o índice de perdas resultante **não é o utilizado para fins regulatórios** ou **divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas na rede básica. Logo, o índice apresentado neste relatório está mais alto que o regulatório normalmente utilizado, inclusive calculado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

Receita – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 3.647 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2018	2017	%
Residencial	1.949.359	1.668.998	16,80%
Industrial	510.696	459.791	11,07%
Comercial	843.849	732.635	15,18%
Rural	39.951	33.005	21,04%
Outros	303.366	243.804	24,43%
Total	3.647.221	3.138.233	16,22%

Receita líquida por classe de consumidores - 2018



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 2018 apresentou um crescimento de 2,1% sobre o mesmo mês de 2017, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2018	2017	%
Residencial	1.648.569	1.612.281	2,3%
Comercial	82.065	82.764	-0,8%
Industrial	6.253	6.368	-1,8%
Rural	7.307	7.241	0,9%
Outros	11.539	11.452	0,8%
Total	1.755.733	1.720.106	2,1%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2018, atingiu R\$ 469,94/MWh, com um aumento de 16,8% em relação a 2017. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.472, de 16 de outubro de 2018, vigente de 23 de outubro de 2018 a 22 de outubro de 2019.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	499,20
Industrial	445,15
Comercial	475,62
Rural	368,69
Outros	367,13

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\$	582,02	666,17	789,89

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)
2014	6.98	4.19
2015	7.24	4.31
2016	8.44*	3.97*
2017	6.97	4.45
2018	5.92	3.88

* 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, composto de 679 municípios, 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 2018 houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 14,4 milhões.

Na CPFL Piratininga, essa estrutura é composta por 24 agências de atendimento, 10 agentes credenciados e 632 imobiliárias, responsáveis por 2,38 milhões de atendimentos (serviços gerados) em 2018.

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 2018, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Portal Financeiro **(ii)** eSocial - Fase 2017 **(iii)** Risco de Mercado (MRA/MTM) **(iv)** Catálogo de cursos UC **(v)** Atualização Nota Fiscal Eletrônica - versão 4.0 **(vi)** Arquivo Eletrônico de tributos **(vii)** Ariba **(viii)** Entrega da Obrigação Fiscal do Reinf (SAP TDF) **(ix)** Prontuário Eletrônico **(x)** Sistema para apurar, sob demanda, as cargas para os esquemas PCMC e ERAC do NOS **(xi)** CWSi Comercial.

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

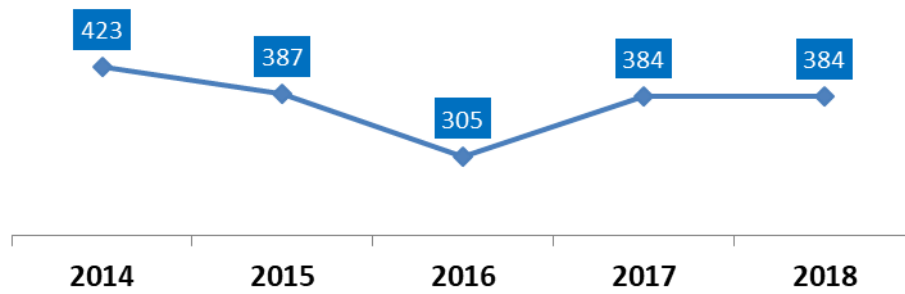
Em 2018, a CPFL Piratininga alcançou receita líquida de R\$ 3.476 milhões, uma redução de 4,3% (R\$ 158 milhões), em decorrência principalmente da: (i) redução na receita de Energia elétrica de curto prazo (R\$ 562 milhões), (ii) pela variação de R\$ 343 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais e pelo aumento dos tributos (R\$ 157 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo (i) aumento na receita de Fornecimento de energia (R\$ 479 milhões) e pelo (ii) aumento na receita referente à Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 408 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

Em R\$ mil	2018	2017
Lucro Líquido	134.273	105.896
Depreciação e Amortização	130.854	128.844
Resultado Financeiro	52.840	100.626
Impostos sobre o Lucro	65.952	48.949
EBITDA	383.919	384.315

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 384 milhões em 2018, uma redução de 0,1% (R\$ 0,4 milhão) em relação a 2017 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:

CPFL Piratininga
Evolução do EBITDA - Últimos 5 anos



Em 2018, a CPFL Piratininga apurou resultado líquido de R\$ 134 milhões, um aumento de 26,8% (R\$ 28 milhões), refletindo a redução de 47,5% nas despesas financeiras líquidas (R\$ 48 milhões).

Investimentos - Em 2018, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Piratininga, totalizaram R\$ 308 milhões, um aumento de 70,9% em relação à 2017. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 1.233 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Distribuição Máquinas e Equipamentos R\$ Mil	R\$ mil em moeda constante de 31 de dezembro de 2018								
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	
AIS Bruto	167.896	180.018	307.586	181.981	301.261	274.845	251.438	223.822	
Transformador de Distribuição	24.482	21.005	20.870	18.422	30.497	27.823	25.453	22.658	
Medidor	22.999	21.240	24.156	18.988	31.433	28.677	26.235	23.353	
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	27.824	30.925	42.686	28.161	46.619	42.531	38.909	34.635	
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	55.649	61.850	85.371	56.321	93.237	85.061	77.818	69.270	
Redes Alta Tensão (69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	3.034	5.261	87.877	26.700	44.200	40.324	36.890	32.838	
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)	26.770	12.228	31.552	19.587	32.424	29.581	27.062	24.090	
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Demais Máquinas e Equipamentos	7.139	27.508	15.073	13.803	22.851	20.847	19.072	16.977	
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(34.022.632)	(12.371.668)	(111.881.453)	-	-	-	-	-	
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(34.022.632)	(12.371.668)	(111.881.453)						
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Excedente de reativos	-	-	-	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	2018R	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Plano de Investimentos 2018	307.586	181.981	301.261	274.845	251.438	223.822
R\$ Mil	2018P	2019P	2020P	2021P		
Plano de Investimentos 2017	217.891	212.990	212.782	298.727		
Diferença	41,2%	-14,6%	41,6%	-8,0%		

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2018 e de 2017 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 2018 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, a CPFL Piratininga utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 176 milhões) e emitiu debentures (R\$ 197 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia emitiu debêntures (R\$ 215 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 494,2 milhões).

Valor adicionado – Em 2018, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Piratininga foi de R\$ 2.833.678 mil, representando 47% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2018	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	154.155	5,4%
Remuneração direta	79.694	2,8%
Benefícios	66.764	2,4%
F.G.T.S.	7.696	0,3%
Impostos, taxas e contribuições	2.341.687	82,6%
Federais	1.295.259	45,7%
Estaduais	1.044.049	36,8%
Municipais	2.379	0,1%
Remuneração de capital de terceiros	155.182	5,5%
Juros	150.662	5,3%
Aluguéis	4.520	0,2%
Remuneração de capital próprio	182.654	6,4%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	37.304	1,3%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	6.226	0,2%
Lucros retidos	139.125	4,9%
Total	2.833.678	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 2018 foi de R\$ 6.043.169 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 Assembléia Geral Ordinária ("AGO") de 27 de abril de 2018 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2017, através de (i) juros sobre capital próprio no montante de R\$ 33.464 (R\$ 28.445 líquido dos efeitos tributários), atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,630250424, (ii) dividendos intermediários 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 e (iii) retificação do dividendo intermediário de 2016 de R\$ 12.164.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

a) dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 6.226, sendo atribuído para cada lote de mil ações o valor de R\$ 0,117263817.

b) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 37.304 (R\$ 31.708 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,702561325 (R\$ 0,597177126

líquido dos efeitos tributários), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.

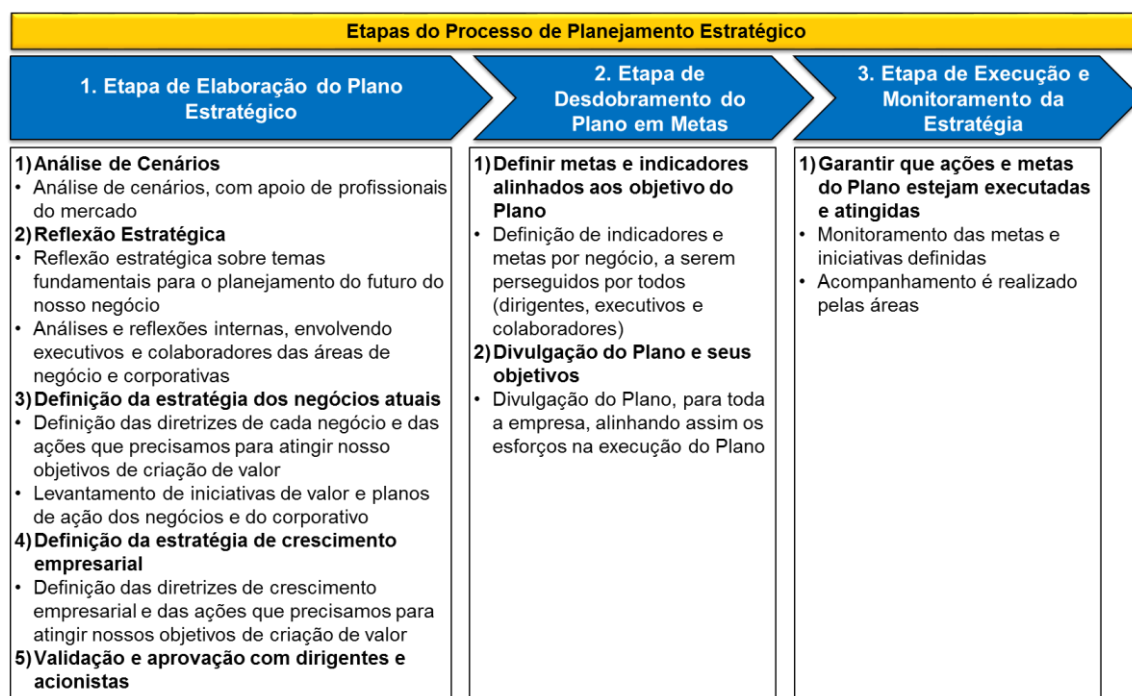
No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 28.445 referente a juros sobre capital próprio.

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\$ 312.707 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.cpfl.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 2018, 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.

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).

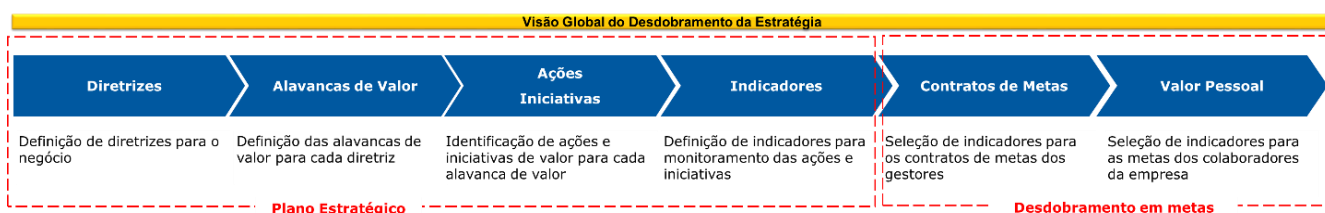


A “Elaboração do Plano Estratégico” ocorre em paralelo ao processo de planejamento orçamentário plurianual, coordenado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores e submetido ao Conselho de Administração.

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.

Gestão pela qualidade total – Em 2018, 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 14001; (iii) expansão da plataforma “ColaborAtivo” para gerenciamento do programa de 5S da companhia; (vi) criação da plataforma “Comitês Internos” para gestão dos comitês de gestão.

Recursos humanos – Em 2018 a CPFL Piratininga investiu cerca de dois milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

O nosso compromisso é formar e desenvolver pessoas. Por isso, contamos com a Universidade CPFL, que tem o objetivo de preparar os colaboradores para os desafios do futuro e atender às mudanças dos negócios, a fim de promover uma cultura de multinegócios, inovação, agilidade e foco no cliente.

A Universidade atua como facilitadora, incentivando cada colaborador a assumir o protagonismo da própria carreira, por meio do aprendizado de soft skills, ou habilidades mentais, emocionais e sociais, que complementem a formação técnica e aprimorem o desenvolvimento. Para isso, são realizadas diferentes ações como: cursos presenciais e online, atividades *on the job*, acompanhamentos, PDIs e palestras, divididos em quatro escolas de ensino: Excelência Operacional, Excelência no Atendimento, Negócios e Inovação e Liderança.

Em 2018, **1.448 colaboradores** foram alcançados pelas atividades da Universidade CPFL (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), o que representa **66,05 horas de treinamento** por colaborador neste período.

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.cpf.com.br/relatorioanual e www.cpf.com.br/ri.

CPFL Piratininga em números

Atendimento	2018	2017	%
Número de consumidores	1.755.887	1.720.245	2,1%
Número de empregados ¹	74	79	-6,3%
Número de consumidores por empregado	23.728	21.775	9,0%
Número de localidades atendidas	27	27	0,0%
Número de agências	24	33	-27,3%
Número de postos de atendimento	10	1	900,0%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2018	2017	%
Número de subestações	55	54	1,9%
Linhas de transmissão (Km)	702	660	6,3%
Linhas de distribuição (Km)	23.959	23.706	1,1%

Mercado	2018	2017	%
Área de concessão (Km ²)	6.954	6.785	2,5%
Demanda máxima (MWh/h)	2.438	2.406	1,3%
Mercado atendido (GWh)	14.649	13.900	5,4%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.422	2.397	1,0%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	469,94	402,45	16,8%
Residencial	499,20	431,89	15,6%
Comercial	475,62	403,51	17,9%
Industrial	445,15	369,31	20,5%
Rural	368,69	316,31	16,6%
DEC (horas)	5,92	6,97	-15,1%
FEC (número de interrupções)	3,88	4,45	-12,8%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	54,99	63,30	-13,1%

Financeiros	2018	2017	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	6.043.169	6.038.526	0,1%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	3.475.783	3.633.788	-4,3%
Resultado da atividade (R\$ mil)	253.065	255.471	-0,9%
Margem operacional do serviço líquida (%)	7,28%	7,03%	3,6%
EBITDA OU LAJIDA	383.919	384.315	-0,1%
Lucro líquido (R\$ mil)	134.273	105.896	26,8%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	541.982	538.989	0,6%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	24,77%	19,65%	26,1%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	1.937.084	1.621.372	19,5%
Em moeda nacional (%)	60%	50%	21,5%
Em moeda estrangeira (%)	40%	50%	-21,1%

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, 26 de abril de 2019.

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 2018 e 2017
(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 Rua Jorge de Figueiredo Correa, nº 1.632 – parte - Jardim Professora Tarcilla – CEP: 13087-397, na Cidade de Campinas, Estado de 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 1,8 milhões de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes). Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiá.

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 emitidas e aprovadas 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 regulatória da Companhia.

A autorização para a conclusão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 12 de abril de 2019.

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 não derivativos 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) estão apresentadas 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 e depósitos judiciais e cauções (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos); e
- Nota 21 – Receita/Ingresso (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados).

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, com exceção dos novos pronunciamentos e interpretações contábeis adotadas pela Companhia em 1º de janeiro de 2018 descritas na nota explicativa 3.14

3.2 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 os 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 no momento de sua liquidação 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:

- (iii) 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.
- (iv) 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 são classificadas como 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.

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 (nota 11).

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 aos ativos 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.

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. Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio de aquisição, 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.

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:

- (iii) 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.
- (iv) 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, 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 a Assembleia geral 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 da Assembleia geral.

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.

3.12 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.

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 adotadas na Contabilidade Societária e não adotada na Contabilidade Regulatória

Foram emitidas normas pelo CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2018, mas que ainda não foram aprovadas pela ANEEL, e portanto, não foram aplicadas a essas demonstrações contábeis regulatórias:

d) CPC 48 - Instrumentos financeiros

Aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, a norma CPC 48, estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros passam a ser classificados em três categorias, baseados no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos 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.

Com as mudanças do risco de crédito, os passivos financeiros que estavam designados a valor justo contra o resultado até o exercício de 2017, geraram impactos nos registros referentes às mudanças no risco de crédito em outros resultados abrangentes, em vez de diretamente no resultado do exercício. Os efeitos acumulados da adoção inicial foram reconhecidos de forma retrospectiva em 1º de janeiro de 2018, totalizando uma perda de R\$ 9.389 (R\$ 6.197 líquido dos efeitos tributários) em lucros acumulados, cuja contrapartida foi a conta de outros resultados abrangentes.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, no lugar 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. Isso significa dizer que não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, os efeitos acumulados da adoção inicial foram reconhecidos de forma retrospectiva em 1º de janeiro de 2018, totalizando uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionárias” de R\$ 18.176 (R\$ 11.996 líquido dos efeitos tributários).

Com relação 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 aos tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*. Houve 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.

Os ativos financeiros setoriais registrados na Companhia relativos ao mecanismo de definição de tarifa, quanto a diferença temporal entre os custos orçados e aqueles que são efetivamente incorridos, eram registrados anteriormente como “empréstimos e recebíveis” de acordo com os requerimentos do CPC 38. Após a aplicação do CPC 48, estes ativos financeiros passaram a ser classificados como custo amortizado. No exercício de 2018 o valor registrado referente a estes ativos é de R\$ 237.466 (R\$ 77.503 em 2017) e não houve impactos nos saldos decorrentes da mudança de classificação.

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

e) CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47 estabelece um modelo para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e substituiu o antigo guia 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 etapas: (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.

De acordo com os requerimentos do pronunciamento 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 estabelece um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Administração da Companhia avaliou os efeitos em suas demonstrações contábeis societárias contemplando o novo modelo das cinco etapas mencionadas acima e a compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos considerados como contraprestação variável de acordo com o passo (iii) acima e passou a ser registrada como receita operacional, na rubrica Outras Receitas, sendo que até 31 de dezembro de 2017 era registrada em Outras Despesas Operacionais. O montante registrado no exercício de 2018 foi de R\$ 4.476 (nota 21).

f) ICPC 21 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Divulgada em 21 de dezembro de 2017, a ICPC 21 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. A ICPC 21 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 desta interpretação e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Administração da Companhia avalia que a ICPC 21 não causou nem causará impactos relevantes em suas demonstrações contábeis regulatórias.

3.17 Novas normas e interpretações ainda não vigentes e não adotadas antecipadamente

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 2018. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações contábeis regulatórias:

a) CPC 06 (R2) - Arrendamentos

A Companhia avaliou o potencial efeito da aplicação inicial do CPC 06 (R2) e espera um impacto imaterial nas demonstrações contábeis regulatórias.

Emitida em 13 de janeiro de 2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil para os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

O CPC 06 (R2) introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A

contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

O CPC 06 (R2) substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03, SIC 15 e SIC 27 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.

O CPC 06 (R2) será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia avaliou o pronunciamento, e espera que sua adoção não causará impactos materiais nestas demonstrações contábeis regulatórias.

b) ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Emitida em maio de 2017, surge com o intuito de esclarecer a contabilização de posições fiscais que poderão não ser aceitas pelas autoridades fiscais relativos às matérias de IRPJ e CSLL. Em linhas gerais, o principal ponto de análise da interpretação refere-se à probabilidade de aceitação do Fisco sobre o tratamento fiscal escolhido pela Companhia.

A ICPC 22 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia avaliou a interpretação preliminarmente e não espera impactos materiais na adoção desta interpretação.

c) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2015 - 2017

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 12 de dezembro de 2017 foram publicadas medidas referentes ao ciclo 2015-2017, com início a partir de 1º de janeiro de 2019:

IAS 12 - Imposto de Renda - esclarece os requisitos sobre as exigências dos efeitos do reconhecimento do imposto de renda de dividendos referentes as transações ou eventos que geraram lucros a distribuir.

IAS 23 - Custos de Empréstimos - esclarece que se qualquer empréstimo permanecer em aberto após o ativo relacionado estar disponível para uso ou venda, esse empréstimo torna-se parte dos recursos que uma entidade toma emprestado geralmente ao calcular a taxa de capitalização sobre empréstimos em geral.

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

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Caixa	91.577	67.347
Equivalentes de caixa	193	307.112
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	51.545
Certificado de depósito bancário (b)	193	222.483
Fundos de investimento (c)	-	33.084
Total	<u>91.770</u>	<u>374.459</u>

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

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs 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 100,3% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 79% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDBs, 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 PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes							Valores Renegociados					Total em 31/12/2018	Total em 31/12/2017
	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	518.723	-	161.395	18.268	4.877	17.411	(51.576)	7.840	31.080	5.236	6.981	(20.253)	699.981	621.745
Residencial	149.484	-	118.326	13.888	273	2.993	(19.868)	5.981	15.269	4.073	3.124	(5.671)	287.873	243.495
Industrial	35.566	-	19.583	1.979	2.151	11.019	(17.243)	1.134	5.240	671	2.475	(4.700)	57.874	67.299
Comercial	58.769	-	19.142	1.901	477	2.707	(10.340)	602	5.415	453	539	(3.993)	75.672	74.381
Rural	2.288	-	1.257	130	-	6	(270)	64	170	39	20	(51)	3.654	3.411
Poderes Públicos	11.669	-	1.473	45	-	3	(985)	-	4.985	-	-	(4.985)	12.205	12.227
Iluminação Pública	11.954	-	812	233	-	1	(997)	58	-	-	-	-	12.062	11.340
Serviço Público	17.460	-	372	-	1.976	680	(1.873)	-	-	-	822	(854)	18.583	12.377
Serviço Taxado	249	-	430	92	1	1	-	-	-	-	-	-	774	975
Fornecimento Não Faturado	231.314	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	231.314	196.269
(-) Arrecadação Processo Classif.	(30)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(30)	(28)
Outros consumidores	10.055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.055	8.177
Suprimento Energia - Moeda Nacional	2.985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.985	1.998
Encargos de Uso da Rede Elétrica	142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142	142
Energia Elétrica de Curto Prazo	41.941	8.208	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.149	15.523
TOTAL	573.846	8.208	161.395	18.268	4.877	17.411	(51.576)	7.840	31.080	5.236	6.981	(20.253)	763.312	647.585

Circulante	747.218	633.668
Não Circulante	16.094	13.917
	763.312	647.585

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

	Consumidores, cessionárias e permissionárias
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)
Provisão revertida (constituída) líquida	(87.276)
Recuperação de receita	35.323
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	(17.877)
Baixa de contas a receber provisionadas	50.248
Saldo em 31/12/2018	(71.829)
Circulante	(71.829)

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência.

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	2.191	-
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	8.151	485
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.110	1.038
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	5.546	6.119
ICMS a compensar	15.279	13.484
Programa de integração social - PIS	938	968
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.222	4.359
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	1.365
Outros	96	82
Total	<u>37.533</u>	<u>27.900</u>
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	<u>24.637</u>	<u>19.498</u>
Total	<u>24.637</u>	<u>19.498</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 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	850.756	453.790	(302.610)	47.674	(6.577)	(140.261)	902.771	582.365	320.406	643.813	258.958
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	605.070	108.130	(147.447)	27.384	(7.464)	(159.519)	426.153	272.274	153.879	301.785	124.368
Custo de Energia Itaipu	202.836	260.136	(120.770)	16.033	195	2.005	360.435	237.267	123.168	260.888	99.547
Proinfa	-	2.305	(671)	114	-	1.133	2.881	2.881	-	2.881	-
Transporte de Rede Básica	23.266	2.175	(18.258)	1.884	515	14.857	24.439	24.439	-	24.439	-
Transporte de Energia - Itaipu	13.689	5.706	(7.320)	837	-	-	12.911	10.366	2.545	10.854	2.057
ESS/EER	5.894	-	-	314	177	(6.386)	-	-	-	-	-
CDE	-	75.338	(8.144)	1.108	-	7.649	75.951	35.138	40.813	42.965	32.986
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	140.197	39.578	(123.068)	3.183	4.710	(16.211)	48.390	48.084	306	48.143	247
Neutralidade da Parcela A	69.737	-	(69.737)	-	-	-	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	28.539	38.743	(11.410)	3.154	4.542	(15.484)	48.084	48.084	-	48.084	-
Outros	41.921	835	(41.921)	29	168	(727)	306	-	306	59	247
Total Ativos Financeiros Setoriais	990.953	493.368	(425.678)	50.857	(1.867)	(156.472)	951.160	630.449	320.711	691.955	259.205

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

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	461.098	299.714	(317.202)	21.772	(2.572)	(140.261)	322.550	150.633	171.917	183.603	138.947
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	49.188	205.533	-	4.927	1	(159.519)	100.130	-	100.130	19.203	80.927
Custo de Energia Itaipu	-	3.538	-	63	-	2.005	5.606	-	5.606	1.075	4.531
Proinfa	13.378	(182)	(14.678)	349	-	1.133	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	-	1.972	-	205	-	14.857	17.034	-	17.034	3.267	13.767
ESS/EER	234.743	118.574	(157.178)	12.600	(2.573)	(6.386)	199.780	150.633	49.147	160.058	39.722
CDE	163.790	(29.721)	(145.346)	3.628	-	7.649	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	452.351	78.701	(139.289)	14.537	1.055	(16.211)	391.144	212.992	178.152	224.855	166.289
Neutralidade da Parcela A	6.053	14.312	(3.311)	493	-	-	17.546	13.953	3.593	14.642	2.904
Sobrecontratação de Energia	289.354	(193.410)	(63.859)	2.215	-	(15.484)	18.815	-	18.815	3.608	15.207
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	107.693	29.553	(24.889)	6.072	-	-	118.428	-	118.428	409	118.019
Programas Sociais Governamentais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	49.252	228.246	(47.230)	5.757	1.055	(727)	236.354	199.039	37.315	206.196	30.158
Total Passivos Financeiros Setoriais	913.450	378.415	(456.491)	36.310	(1.516)	(156.472)	713.694	363.625	350.069	408.458	305.236

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 2017 a 22 de outubro de 2018, 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 2018, logo após o final da vigência do Reajuste Tarifário de 23 de outubro de 2017, 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 será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica; (ii) ressarcimento de P&D do valor recolhido a maior ao Tesouro Nacional, no período de 2010 a 2012, referente ao adicional de 0,30% sobre a Receita Operacional Líquida (ROL) e (iii) recálculos de processos tarifários anteriores.

9. TRIBUTOS DIFERIDOS

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

	31/12/2018		31/12/2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do intangível incorporado	10.180	34.938	11.215	38.491
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	-	-	776	2.300
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	9.744	27.067	8.505	23.625
Entidade de previdência privada	2.891	8.030	2.331	6.476
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.708	18.633	4.953	13.758
Provisão energia livre	1.994	5.538	1.873	5.204
Programas de P&D e eficiência energética	5.025	13.960	4.366	12.129
Provisão relacionada a pessoal	829	2.303	702	1.949
Derivativos	(17.862)	(49.617)	(14.316)	(39.766)
Instrumentos financeiros (CPC)	(1.156)	(3.212)	(120)	(333)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	145	402	159	443
Perdas atuariais (CPC)	3.541	9.835	3.541	9.835
Outros	950	2.376	620	1.461
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(35.587)	(98.854)	(39.289)	(109.137)
Perdas atuariais (CPC)	15.425	42.850	7.273	20.204
Total	2.828	14.248	(7.409)	(13.360)

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 2018 e 2017, 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:

	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	200.225	200.225	154.845	154.845
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Juros sobre o capital próprio	(37.304)	(37.304)	(33.464)	(33.464)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	-	-	(2.021)	(2.021)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	29.536	29.536	23.752	23.752
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	2.374	1.211	2.308	333
Base de cálculo	194.831	193.669	145.420	143.445
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(17.535)	(48.417)	(13.088)	(35.861)
Corrente	(17.982)	(48.837)	(10.651)	(28.528)
Diferido	447	420	(2.437)	(7.333)

(*) 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 2018 e 2017 foram os seguintes:

	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	78.108	78.108	1.818	1.818
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(7.030)	(19.527)	(164)	(454)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(1.122)	(3.119)	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(8.152)	(22.646)	(164)	(454)

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 2018 é negativo de R\$ 13.985 e (negativo de R\$ 15.042 em 2017).

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamentos - Fundação CESP	530	1.324	678	678
Serviços prestados a terceiros	1.679	1.266	-	-
Contas a receber - CDE	14.676	34.657	-	-
Adiantamentos a funcionários	2.943	2.872	-	-
Faturas diversas	2.584	1.605	-	-
Arrendamentos e alugueis de postes	5.277	5.880	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(2.702)	(2.785)	-	-
Outros	18.121	4.858	-	-
Total	43.107	49.678	678	678

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.396 (R\$ 1.767 em 31 de dezembro de 2017) (nota 21.3), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 13.269 (R\$ 31.130 em 31 de dezembro de 2017) (nota 21.3) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 11 (R\$ 1.760 em 31 de dezembro de 2017) (nota 21.3).

Em 2018 a Companhia efetuou o encontro de contas no montante a pagar de CDE (nota 17) e o contas a receber – CDE no montante de R\$ 1.846 (nota 18).

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

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2016	(2.260)
Provisão revertida (constituída) líquida	(524)
Saldo em 31/12/2017	(2.785)
Provisão revertida (constituída) líquida	382
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	(299)
Saldo em 31/12/2018	(2.702)
Circulante	(2.702)

11. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2018			2017
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	3,77%	4.639.260	(2.185.645)	2.453.616	2.296.929
Custo Histórico		3.185.616	(1.249.303)	1.936.313	1.732.434
Reavaliação		1.453.644	(936.341)	517.303	564.495
Administração	12,38%	69.344	(39.585)	29.759	24.063
Custo Histórico		56.426	(28.052)	28.373	21.616
Reavaliação		12.919	(11.533)	1.385	2.447
Subtotal		4.708.604	(2.225.230)	2.483.375	2.320.992
Em Curso		217.559	-	217.559	252.496
Distribuição		186.124	-	186.124	225.628
Administração		31.435	-	31.435	26.868
Subtotal		217.559	-	217.559	252.496
Total		4.926.164	(2.225.230)	2.700.934	2.573.489

A composição do intangível é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2018			2017
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	20,00%	95.344	(41.184)	54.160	47.318
Custo Histórico		65.858	(29.657)	36.201	29.376
Reavaliação		29.486	(11.526)	17.959	17.942
Administração	20,00%	215.688	(201.612)	14.077	20.246
Custo Histórico		161.456	(147.651)	13.805	19.158
Reavaliação		54.233	(53.961)	272	1.088
Subtotal		311.032	(242.795)	68.237	67.564
Em Curso		39.730	-	39.730	38.329
Distribuição		11.786	-	11.786	18.977
Administração		27.943	-	27.943	19.352
Subtotal		39.730	-	39.730	38.329
Total		350.762	(242.795)	107.967	105.892

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Distribuição	4.415.847	1.239	(90.833)	316.362	(3.355)	4.639.260	226.769	(2.185.645)	2.453.616	2.296.930
Terrenos	95.767	-	(615)	1.042	-	96.194	427	-	96.194	95.767
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	93.513	-	(567)	5.679	-	98.625	5.112	(67.817)	30.808	27.420
Máquinas e Equipamentos	4.183.726	1.239	(87.349)	307.586	(2.465)	4.402.737	221.476	(2.086.521)	2.316.216	2.160.516
Veículos	38.924	-	(2.298)	1.484	(730)	37.380	(814)	(28.506)	8.874	11.961
Móveis e Utensílios	3.917	-	(4)	571	(160)	4.324	567	(2.800)	1.524	1.265
Administração	56.339	430	(1.326)	10.545	3.355	69.344	9.649	(39.585)	29.759	24.063
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	7.593	-	-	401	-	7.994	401	(937)	7.057	6.921
Máquinas e Equipamentos	40.218	260	-	9.931	2.473	52.882	10.192	(33.847)	19.035	13.675
Veículos	4.158	170	(1.326)	211	730	3.944	(945)	(1.685)	2.258	2.086
Móveis e Utensílios	4.371	-	-	2	152	4.525	2	(3.116)	1.409	1.380
Subtotal	4.472.187	1.669	(92.158)	326.907	-	4.708.604	236.418	(2.225.230)	2.483.375	2.320.992

Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Distribuição	225.628	274.691	-	(314.195)	-	186.124	(39.504)	-	186.124	225.628
Máquinas e Equipamentos	166.275	242.167	-	(284.418)	-	124.023	(42.251)	-	124.023	166.275
Outros	59.354	32.524	-	(29.777)	-	62.101	2.747	-	62.101	59.354
Administração	26.868	17.279	-	(12.711)	-	31.435	4.567	-	31.435	26.868
Máquinas e Equipamentos	16.662	4.052	-	(9.970)	-	10.744	(5.918)	-	10.744	16.662
Outros	10.206	13.227	-	(2.742)	-	20.691	10.485	-	20.691	10.206
Subtotal	252.496	291.970	-	(326.907)	-	217.559	(34.937)	-	217.559	252.496
Total do Ativo Imobilizado	4.724.683	293.639	(92.158)	-	-	4.926.164	201.481	(2.225.230)	2.700.934	2.573.489

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 2018	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos (a)	Total
Imobilizado em Curso	169.196	77.784	10.446	3.609	180	18.172	279.388
Terrenos	-	26	(0)	14	-	1.981	2.022
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	168	3.673	-	-	-	4	3.845
Máquinas e Equipamentos	159.994	57.525	9.694	3.067	177	15.762	246.219
Veículos	8.106	341	-	-	-	7	8.453
Móveis e Utensílios	928	-	-	-	-	-	928
A Ratear	-	16.219	752	528	3	418	17.920
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	12.582	12.582
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	997	997
Material em Depósito	-	-	-	-	-	11.391	11.391
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	194	194
Total das Adições	169.196	77.784	10.446	3.609	180	30.755	291.970

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	4.183.726	1.239	(87.349)	307.586	(2.465)	4.402.737	221.476
Transformador de Distribuição	466.515	-	(17.455)	20.870	-	469.930	3.415
Medidor	456.158	-	(16.011)	24.156	-	464.303	8.145
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	454.501	413	(10.115)	42.686	-	487.484	32.983
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	909.001	826	(20.231)	85.371	(2.473)	972.495	65.967
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	663.218	-	(1.943)	87.877	-	749.153	85.935
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	27.333	-	-	-	-	27.333	-
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	725.780	-	(17.483)	31.552	3	739.852	14.069
Demais Máquinas e Equipamentos	481.219	-	(4.110)	15.073	5	492.187	10.963

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Transferências (C)	Reclassif. (*)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Ativo Intangível em Serviço									
Distribuição	95.929	-	9.442	(10.027)	95.344	9.442	(41.184)	54.160	47.318
Serviços	40.437	-	8.558	-	48.995	8.558	-	48.995	40.437
Softwares	55.492	-	884	(10.027)	46.349	884	(41.184)	5.165	6.881
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administração	201.208	-	4.454	10.027	215.688	4.454	(201.612)	14.077	20.246
Softwares	201.208	-	4.454	10.027	215.688	4.454	(201.612)	14.077	20.246
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	297.137	-	13.896	-	311.032	13.896	(242.795)	68.237	67.564
Ativo Intangível em Curso									
Distribuição	18.977	2.251	(9.442)	-	11.786	(7.191)	-	11.786	18.977
Serviços	13.507	609	(8.558)	-	5.559	(7.948)	-	5.559	13.507
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	5.470	1.642	(884)	-	6.228	758	-	6.228	5.470
Administração	19.352	13.046	(4.454)	-	27.943	8.592	-	27.943	19.352
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	19.352	13.046	(4.454)	-	27.943	8.592	-	27.943	19.352
Subtotal	38.329	15.296	(13.896)	-	39.730	1.401	-	39.730	38.329
Total do Ativo Intangível	335.466	15.296	-	-	350.762	15.296	(242.795)	107.967	105.892

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>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	49.589	58.864
Suprimento de Energia Elétrica	230.946	338.527
Materiais e serviços	61.789	81.146
Outros	41.320	38.824
Total	<u>383.644</u>	<u>517.360</u>

13. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

	Encargos	Principal		31/12/2018	31/12/2017
	Circulante	Circulante	Não Circulante		
Empréstimos e financiamentos	4.824	468.132	805.726	1.278.683	1.167.937
Debêntures	21.201	39.307	798.370	858.878	602.264
Total	26.025	507.440	1.604.096	2.137.561	1.770.201

13.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	80.777	-	(19.618)	2.950	-	(3.001)	61.108
Pós Fixado							
TJLP e TLP	84.916	176.000	(28.972)	6.268	-	(5.894)	232.317
Selic	37.052	-	(8.989)	2.967	-	(880)	30.149
Total ao custo	202.745	176.000	(57.579)	12.185	-	(9.775)	323.574
Gastos com captação (*)	(3.358)	(4.702)	-	2.745	-	-	(5.315)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	761.303	394.200	(415.956)	29.909	131.112	(28.713)	871.855
Euro	218.814	100.000	(215.824)	657	2.898	(2.264)	104.281
Marcação a mercado	(11.567)	-	-	(4.145)	-	-	(15.712)
Total ao valor justo	968.550	494.200	(631.780)	26.421	134.010	(30.977)	960.424
Total	1.167.937	665.498	(689.359)	41.351	134.010	(40.752)	1.278.683
Circulante	445.453						472.957
Não Circulante	722.484						805.726

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

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 8%	(a)	57.101	72.761	2011 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINAME	Pré fixado 4,5%		4.007	8.016	2012 a 2019	Aval da CPFL Energia
			<u>61.108</u>	<u>80.777</u>		
Pós fixado						
TJLP e TLP						
FINEM	TJLP e TLP + de 2,06% a 4,80%	(b)	232.317	84.916	2012 a 2028	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
SELIC			<u>232.317</u>	<u>84.916</u>		
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(b)	30.149	37.052	2016 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
Total moeda nacional			<u>323.574</u>	<u>202.745</u>		
Gastos com captação (*)			(5.315)	(3.358)		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,95% a 2,7%	(c)	697.437	761.303	2018 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + 3,2768%		174.417	-	2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
			<u>871.855</u>	<u>761.303</u>		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + de 0,8% a 1,6350%		104.281	218.814	2018 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado			(15.712)	(11.567)		
Total moeda estrangeira			<u>960.424</u>	<u>968.550</u>		
Total			<u>1.278.683</u>	<u>1.167.937</u>		

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

Os empréstimos bancários em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 28.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 30% a 70% do CDI

(c) De 100% a 130% do CDI

(b) De 60% a 110% do CDI

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 2018, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 960.424 (R\$ 968.550 em 31 de dezembro de 2017).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2018 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 15.712 (R\$ 11.567 em 31 de dezembro de 2017), que compensados pelas perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 7.929 (R\$ 10.960 em 31 de dezembro de 2017), contratados para proteção da variação cambial (nota 28), geraram um ganho total líquido de R\$ 7.783 (R\$ 607 em 31 de dezembro de 2017).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	276.335
2021	383.221
2022	36.742
2023	24.617
2024	21.786
2025 a 2028	72.949
Subtotal	815.650
Marcação a mercado	(9.924)
Total	805.726

A Companhia se encontra adimplente com os pagamentos dos empréstimos e financiamentos.

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 dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Varição acumulada % a.a.		% da dívida	
	2018	2017	31/12/2018	31/12/2017
TJLP e TLP	6,72	7,00	18,17	7,27
CDI	6,40	6,89	75,11	82,92
Outros			6,72	9,81
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional:

FINEM 2018 – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 347.264, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando recursos destinados à implantação do plano de investimentos para o período compreendido entre janeiro de 2018 e dezembro de 2019 com o objetivo de realizar a expansão e a modernização da rede elétrica na área de concessão. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 176.000 (R\$ 171.298 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 171.264 deverá ser utilizado até março de 2020.

Moeda estrangeira – Lei 4.131:

Dólar – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 394.200 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

Euro – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 100.000 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

Pré-pagamento no exercício:

No ano de 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 246.667 de empréstimos cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Ainda, o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices

máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2018.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a um índice que varia entre 3,50 e 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,9.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,72.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

Índice exigido nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power Participações S.A.

- Patrimônio Líquido dividido pelo Ativo Total (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12/OCPC 01) maior ou igual a 0,3.

A definição de EBITDA na Companhia para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente 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 para ativos e passivos).

Em 2018, a Companhia obteve do BNDES e bancos repassadores a autorização de dispensa da obrigação de apuração do índice financeiro Dívida Líquida dividida pelo EBITDA contidos nos contratos de financiamento, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

A Administração da Companhia monitora 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 financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018.

13.2 Debêntures e Encargos de Debêntures

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo - Pós fixado						
CDI	542.592	215.000	(160.755)	47.305	(48.365)	595.777
IPCA	62.299	-	-	5.703	(3.228)	64.775
Total ao custo	604.891	215.000	(160.755)	53.008	(51.593)	660.552
Gastos com captação (*)	(2.627)	(5.494)	-	1.047	-	(7.074)
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado						
IPCA	-	197.000	-	4.913	-	201.913
Marcação a mercado	-	-	-	3.489	-	3.489
Total ao valor justo	-	197.000	-	8.402	-	205.402
Total	602.264	406.506	(160.755)	62.457	(51.593)	858.878
Circulante	77.409					60.508
Não circulante	524.855					798.370

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Pós fixado						
CDI	109,5% do CDI CDI + 0,48% a 0,83% (1)	(a)	595.777	542.592	2018 a 2022	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + de 5,2901%	(b)	64.775	62.299	2023 a 2024	Fiança da CPFL Energia
Total mensuradas ao custo			660.551	604.891		
Gastos com captação (*)			(7.074)	(2.627)		
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado						
IPCA	IPCA + 5,80%	(b)	201.913	-	2024 a 2025	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado			3.489	-		
Total mensuradas ao valor justo			205.402	-		
Total			858.878	602.264		

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

(1) Swap convertendo o custo da operação de variação de taxa de juros para taxas pré-fixadas entre 6,73% e 7,61%. Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 28.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 106,2% a 110,77% do CDI | CDI + de 0,89%

(b) IPCA +5,42 | IPCA + 6,31%

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas debêntures 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 de debêntures 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 debêntures, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da debênture designada ao valor justo totalizava R\$ 205.402.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2018 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 3.489, que compensados pelos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 9.936, contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 28), geraram um ganho total líquido de R\$ 6.447.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	36.670
2021	376.158
2022	122.112
2023	30.958
2024	129.856
2025	99.127
Subtotal	794.881
Marcação a mercado	3.489
Total	798.370

A Companhia se encontra adimplente com os pagamentos das debêntures.

Adições no exercício:

9ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 215.000 debêntures simples, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, série única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 215.000 (R\$ 214.739 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos foram destinados para plano de investimento, refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

10ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 197.000 debêntures, nominativas e escriturais, da

espécie quirografária, serie única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 197.000 (R\$ 191.767 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos foram destinados para plano de investimento, refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Pré-pagamento

Em 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 102.005 de debêntures cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2018.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora 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 financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018.

13.3 Composição do Endividamento e Dívida Líquida - R\$ Mil

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		31/12/2018	31/12/2017
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	26.025	507.440	1.604.096	2.137.561	1.789.954
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	329	55.896	267.349	323.574	202.745
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	4.495	412.368	543.561	960.424	968.550
Debêntures	21.201	39.415	805.337	865.953	604.891
Gastos com Captação	-	(239)	(12.151)	(12.389)	(5.985)
Derivativos a Pagar	-	-	-	-	19.753
Ativos Financeiros	-	(209.755)	(82.492)	(292.247)	(543.042)
Alta Liquidez	-	(91.770)	-	(91.770)	(374.459)
Derivativos a Receber	-	(117.985)	(82.492)	(200.477)	(168.582)
Dívida Líquida	26.025	297.685	1.521.604	1.845.314	1.246.913

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 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 - BPS", e um "Plano de Benefícios Misto", com as seguintes características:

- (iv) 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.
- (v) 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.
- (vi) 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

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.416.391	1.247.462
Valor justo dos ativos do plano	<u>(1.205.647)</u>	<u>(1.105.738)</u>
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>210.744</u>	<u>141.724</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 31/12/2016	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)
Custo do serviço corrente bruto	4.365	-
Rendimento esperado no ano	-	(102.621)
Juros sobre obrigação atuarial	114.628	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.078	(2.078)
Contribuições de patrocinadoras	-	(25.460)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(57.432)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	135.540	-
Benefícios pagos no ano	(87.682)	87.682
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2018	1.416.391	(1.205.647)

14.3 Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Passivo atuarial líquido no início do exercício	141.724	139.958
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	16.372	17.244
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(25.460)	(17.296)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	328
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	135.540	(3.586)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(57.432)	5.076
Passivo atuarial líquido no final do exercício	210.744	141.724
Outras contribuições	623	637
Total	211.366	142.361
Circulante	20.626	14.015
Não circulante	190.740	128.346

14.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2019 estão apresentadas no montante de R\$ 39.924.

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

Ano de pagamento	
2019	93.740
2020	97.514
2021	102.140
2022	106.107
2023 a 2028	731.143
Total	1.130.644

Em 31 de dezembro de 2018, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 11,2 anos.

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

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2019 e as despesas reconhecidas em 2018 e 2017 são como segue:

	2019	2018	2017
	<u>Estimadas</u>	<u>Realizadas</u>	<u>Realizadas</u>
Custo do serviço	5.447	4.365	3.153
Juros sobre obrigações atuariais	125.059	114.628	127.561
Rendimento esperado dos ativos do plano	(107.795)	(102.621)	(113.470)
Total da despesa (receita)	22.711	16.372	17.244

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

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,39% a.a.	6,39% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a .a.	4,00% a .a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% 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:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano

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 2018 e 2017, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2019, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2018.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2018	2017	2018	2017
Renda fixa	81%	80%	0%	0%
Títulos públicos federais	53%	49%	0%	0%
Títulos privados (instituições financeiras)	5%	7%	0%	0%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%	0%	0%
Outros investimentos de renda fixa	18%	22%	0%	0%
Renda variável	13%	14%	0%	0%
Fundos de investimento em ações	13%	14%	0%	0%
Investimentos estruturados	2%	3%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	2%	3%	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.

	Meta 2019
Renda fixa	72,8%
Renda variável	8,9%
Imóveis	2,3%
Empréstimos e financiamentos	2,9%
Investimentos estruturados	6,0%
Investimentos no exterior	7,2%
	100,0%

A meta de alocação para 2019 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da FUNCESP, efetuada ao final de 2018 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2019, 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. Os dois principais estudos que dão suporte para a Funesp atingir os objetivos de gestão de investimentos são o Estudo de Asset Liability Management – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nas classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativos, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez de cada plano, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial do plano e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazos, bem como auxiliam na análise da liquidez mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de

benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

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 nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 40.114 (redução de R\$ 38.248).

· Se a tábua de biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 26.753 (aumento de R\$ 26.122).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,1% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 8,85% e 9,35%. A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de AT-2000(-10). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas.

14.8 Risco de investimento

O plano de benefício da Companhia possui 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.

O plano de benefício da Companhia tem sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, que 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 FUNCESP o que ocorre ao menos trimestralmente.

A FUNCESP 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 FUNCESP determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelece a estratégia do plano, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

15. ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	360	302	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 21.3)	-	57.149	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	21.928	53.779	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	32.623	39.349	16.887	13.953
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	20.812	21.983	10.882	7.294
EPE / FNDCT	693	750	-	-
Total	76.417	173.312	27.769	21.247

Conta de desenvolvimento energético – CDE – O saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 30.584, (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 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. Em 2018, a Companhia efetuou o pagamento antecipado das quotas de CDE referente ao saldo de dezembro/18 e também efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber – CDE (nota 10) no valor de R\$ 1.846.

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>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	98.681	115.711
Programa de integração social - PIS	4.589	5.474
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	21.178	25.212
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	-	907
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	-	607
Outros	6.024	4.268
Total	<u>130.472</u>	<u>152.178</u>

17. PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	31/12/2018		31/12/2017	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	33.586	11.755	32.926	13.586
Cíveis	32.595	30.323	24.597	30.362
Fiscais				
Imposto de renda	151.811	163.410	147.100	158.276
Outras	38.008	7.953	32.089	7.179
	<u>189.819</u>	<u>171.363</u>	<u>179.189</u>	<u>165.455</u>
Outros	3.543	-	4.375	-
Total	<u><u>259.544</u></u>	<u><u>213.440</u></u>	<u><u>241.088</u></u>	<u><u>209.403</u></u>

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2018
Trabalhistas	32.926	9.539	(4.796)	(9.300)	5.215	33.586
Cíveis	24.597	22.206	(3.951)	(14.373)	4.117	32.595
Fiscais	179.189	5.217	(202)	(13)	5.628	189.819
Outros	4.375	838	(1.858)	-	188	3.543
Total	<u><u>241.088</u></u>	<u><u>37.800</u></u>	<u><u>(10.805)</u></u>	<u><u>(23.686)</u></u>	<u><u>15.148</u></u>	<u><u>259.544</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:

d. **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).

e. **Cíveis:**

Danos pessoais - Refere-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".

f. **Fiscais:**

Imposto de renda – A Companhia mantém provisão de R\$ 151.811 (R\$ 147.100 em 31 de dezembro de 2017) 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, SAT e PIS e COFINS. Com relação ao PIS e COFINS, a Companhia ajuizou ação judicial objetivando discutir a aplicação do Decreto n.º 8.426/15, que majorou as respectivas alíquotas incidentes sobre as receitas financeiras de 0% para 4,65%. Tendo sido acolhido seu pedido liminar para suspender a exigibilidade dos referidos tributos, a Companhia vem, desde então, provisionando os valores que deixaram

de ser recolhidos à Receita Federal do Brasil por força da referida liminar. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo referente a esta ação é de R\$ 37.727.

A rubrica de outros refere-se 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 2018 e 2017 estavam assim representadas:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>Principais causas</u>
Trabalhistas	86.811	76.965	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	152.951	121.742	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	546.648	467.045	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatórias	3.899	3.613	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômica-financeira
Total	<u>790.309</u>	<u>669.365</u>	

No tocante às contingências trabalhistas, 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores e concessionárias	10.433	15.504	-	-
Fundo de reversão	1.527	-	10.933	13.987
Adiantamentos	1.771	1.584	94	139
Descontos tarifários - CDE	9.275	5.479	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	146	219	-	-
Convênios de arrecadação (nota 10)	14.566	12.491	-	-
Outros	4.895	3.079	1.822	1.395
Total	42.613	38.355	12.849	15.521

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 ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/17 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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.

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 31/12/2017	Adições (A)	Transferências (C)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018
Em serviço	725.895	2.400	109.481	-	837.777	111.881	(235.743)	602.034
Participação da União, Estados e Municípios	18.192	-	6.534	(6.534)	18.192	6.534	(3.869)	14.323
Participação Financeira do Consumidor	396.357	1	83.225	6.534	486.118	83.226	(148.554)	337.564
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	195.431	-	19.722	-	215.154	19.722	(60.733)	154.420
Programa de Eficiência Energética - PEE	6.075	730	-	-	6.805	730	(2.592)	4.213
Pesquisa e Desenvolvimento	17.944	1.669	-	-	19.613	1.669	(7.705)	11.909
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	3.949	-	-	-	3.949	-	(773)	3.176
Outros	87.946	-	-	-	87.946	-	(11.517)	76.429
Ultrapassagem de demanda	26.327	-	-	-	26.327	-	(3.448)	22.880
Excedente de reativos	61.618	-	-	-	61.618	-	(8.069)	53.549
(-) Amortização Acumulada - AIS	(207.190)	(28.553)	-	-	(235.743)	(28.553)		
Participação da União, Estados e Municípios	(3.210)	(860)	-	-	(3.869)	(860)		
Participação Financeira do Consumidor	(133.050)	(15.504)	-	-	(148.554)	(15.504)		
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(52.919)	(7.814)	-	-	(60.733)	(7.814)		
Programa de Eficiência Energética - PEE	(2.337)	(256)	-	-	(2.592)	(256)		
Pesquisa e Desenvolvimento	(6.671)	(1.034)	-	-	(7.705)	(1.034)		
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(628)	(145)	-	-	(773)	(145)		
Outros	(8.376)	(3.141)	-	-	(11.517)	(3.141)		
Ultrapassagem de demanda	(2.507)	(940)	-	-	(3.448)	(940)		
Excedente de reativos	(5.868)	(2.201)	-	-	(8.069)	(2.201)		
Em curso	116.115	32.325	(109.481)	-	38.958	(77.157)		38.958
Participação Financeira do Consumidor	80.648	181	(78.201)	-	2.628	(78.020)		2.628
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	367	25.947	(26.256)	-	58	(309)		58
Valores Pendentes de Recebimento	35.099	6.197	(5.024)	-	36.272	1.173		36.272
Total	634.820	6.172	-	-	640.992	6.172	(235.743)	640.992

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

Obrigações Especiais 2018	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	4,25%	596.921	240.855	837.777
Participação da União, Estados e Municípios		18.192	-	18.192
Participação Financeira do Consumidor		245.262	240.855	486.118
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		215.154	-	215.154
Programa de Eficiência Energética - PEE		6.805	-	6.805
Pesquisa e Desenvolvimento		19.613	-	19.613
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		(135.345)	(100.397)	(235.743)
Participação da União, Estados e Municípios		(3.869)	-	(3.869)
Participação Financeira do Consumidor		(48.156)	(100.397)	(148.554)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(60.733)	-	(60.733)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(2.592)	-	(2.592)
Pesquisa e Desenvolvimento		(7.705)	-	(7.705)
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		(773)	-	(773)
Outros		(11.517)	-	(11.517)
Ultrapassagem de demanda		(3.448)	-	(3.448)
Excedente de reativos		(8.069)	-	(8.069)
Total		461.576	140.458	602.034

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia está assim distribuído em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

Acionistas	Quantidade de ações		
	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

20.1 – Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio (“JCP”)

Na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 27 de abril de 2018 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2017, através de (i) juros sobre capital próprio no montante de R\$ 33.464 (R\$ 28.445 líquido dos efeitos tributários), atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,630250424, (ii) dividendos intermediários 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 e (iii) retificação do dividendo intermediário de 2016 de R\$ 12.164.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

- c) dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 6.226, sendo atribuído para cada lote de mil ações o valor de R\$ 0,117263817.
- d) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 37.304 (R\$ 31.708 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,702561325 (R\$ 0,597177126 líquido dos efeitos tributários), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.

No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 28.445 referente a juros sobre capital próprio.

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 - Reserva de lucros

É composta por:

- (iii) Reserva legal, no montante de R\$ 16.138;
- (iv) Reserva estatutária - reforço de capital de giro de R\$ 130.268.

20.4 - Resultado abrangente acumulado:

É composto por:

20.4.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 395.417 (R\$ 260.975 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.

20.4.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 162.448 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

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.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

Lucro líquido societário do exercício	182.654
Reversão da reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	200.310
Efeitos negativos da adoção inicial do CPC 48	(18.193)
Lucro líquido societário - base para destinação	364.771
Reserva Legal	(8.534)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(312.707)
Juros sobre o capital próprio	(37.304)
Dividendo mínimo obrigatório	(6.226)

21. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fornecimento - Faturado	1.755.733	1.720.106	7.761.080	7.797.775	3.152.224	2.699.215
Residencial	1.648.569	1.612.281	3.904.950	3.864.385	1.636.729	1.378.908
Industrial	6.253	6.368	1.147.240	1.245.002	482.818	444.394
Comercial	82.065	82.764	1.774.212	1.815.661	733.270	639.651
Rural	7.307	7.241	108.358	104.345	30.204	24.675
Poder público	8.161	8.145	218.495	218.862	85.350	72.737
Iluminação pública	2.181	2.127	329.179	325.851	79.613	68.097
Serviço público	1.197	1.180	278.646	223.670	104.240	70.753
Consumo próprio	154	139	5.178	4.863	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			469.164	2.411.163	153.223	705.305
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					2.345.484	1.937.325
Consumidores Cativos					1.716.003	1.506.116
Consumidores Livres					629.481	431.209
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					23.923	(1.900)
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					190.165	532.712
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					178.925	796.227
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(4.664)	(29.967)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					15.904	(233.548)
Outras Receitas Vinculadas					178.151	165.869
Serviços Cobráveis					6.100	6.788
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					172.051	159.081
Total	1.755.887	1.720.245	8.235.422	10.213.801	6.043.169	6.038.526

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 16 de outubro de 2018, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2018 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em 20,01%, sendo 8,83% relativos ao reajuste econômico e 11,18% referentes aos componentes financeiros, em relação às tarifas de base econômica definidas no último evento tarifário ordinário (RTA/2017). O efeito médio percebido pelos consumidores é de 19,25% (conforme divulgado na REH), quando comparado às tarifas de aplicação definidas no RTA ocorrido em outubro de 2017. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2018 a 22 de outubro de 2019.

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 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.

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 2018, foi registrada receita de R\$ 172.051 (R\$ 159.081 em 2017), sendo (i) R\$ 8.340 (R\$ 9.333 em 2017) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 126.158 (R\$ 102.245 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 97 (R\$ 47.503 em 2017) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 37.456 de subvenção CCRBT. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários – CDE (nota 18).

21.4 - 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 busca, primordialmente, sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN. 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 críticas. Para cada 100 KWh consumidos, antes dos efeitos tributários, a bandeira amarela resulta em acréscimos de R\$1,00 na tarifa, enquanto a bandeira vermelha, a depender do patamar, em R\$ 3,00 (patamar 1) e em R\$ 5,00 (patamar 2). Os valores informados estão vigentes desde decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

Em 2018, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de novembro de 2017 a outubro de 2018. O montante homologado nesse período foi de R\$ 236.746. Deste montante R\$ 44.750, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 191.996 referente as homologações de janeiro a outubro de 2018, em função do Despacho de Encerramento nº 4.356 de 22 de dezembro de 2017, foram classificados como constituição de ativo e passivo financeiro setorial. O montante de R\$ 21.928, referente a Bandeira Tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em taxas regulamentares (nota 18).

21.5 - Conta de desenvolvimento energético – (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.358, de 19 de dezembro de 2017,

alterada pela REH nº 2.368 de 09 de fevereiro de 2018, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2018. 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. Contudo, a ANEEL por meio da Audiência pública nº 37/2018 revisou o orçamento de 2018 e estabeleceu nova quota de CDE – USO, para os meses de setembro a dezembro de 2018, bem como manteve inalterada a quota de CDE – Energia, conforme REH nº 2.446 de 04 de setembro de 2018. Adicionalmente, por meio da REH nº 2.004, 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 de abril de 2017 a março de 2018, a mesma resolução definiu também os valores para o período de abril de 2018 a março de 2020.

22. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.127.791	2.290.164	500.721	457.071
PROINFA	194.250	201.123	62.182	40.329
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	7.311.558	9.075.577	1.906.424	2.391.069
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(221.333)	(267.183)
Subtotal	9.633.599	11.566.864	2.247.994	2.621.286
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			418.501	238.778
Encargos de transporte de itaipu			50.940	31.102
Encargos de conexão			23.166	17.831
Encargos de uso do sistema de distribuição			17.272	17.706
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			(18.147)	(77.188)
Encargos de energia de reserva - EER			23.431	-
Crédito de PIS e COFINS			(47.653)	(21.111)
Subtotal			467.510	207.117
Total			2.715.504	2.828.403

(*) Conta de Energia de Reserva

23. PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2018	2017
Pessoal		
Remuneração	79.692	90.120
Encargos	22.062	25.287
Previdência privada - Corrente	2.036	1.680
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	16.232	17.117
Despesas rescisórias	4.394	6.592
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	9.636	11.113
Outros benefícios - Corrente	25.579	26.229
Outros (a)	1.508	1.243
Subtotal	161.140	179.379
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	2.289	2.125
Benefícios dos administradores	1.915	994
Subtotal	4.204	3.119
Total	165.344	182.498

(a) Capitalização de despesas com pessoal para ordens de investimentos "ODI"

24. RESULTADO FINANCEIRO

<u>Receitas</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Rendas de aplicações financeiras	9.535	54.988
Acréscimos e multas moratórias	48.635	42.645
Atualização de créditos fiscais	(196)	1.159
Atualização de depósitos judiciais	7.613	10.920
Atualizações monetárias e cambiais	180.281	3.810
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	7.943	1.637
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	59.684	36.931
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(6.884)	(7.393)
Outros	5.807	9.908
Total	312.418	154.605
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(103.767)	(102.855)
Atualizações monetárias e cambiais	(205.135)	(93.669)
(-) Juros capitalizados	3.778	3.585
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(45.137)	(48.361)
Outros	(14.997)	(13.931)
Total	(365.258)	(255.230)
Resultado Financeiro	(52.840)	(100.626)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2018 e 2017 sobre o ativo imobilizado qualificável, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos de ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 129.445 no exercício de 2018 (perda de R\$ 38.623 em 2017) (nota 28).

25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2018, 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:

c) 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 de engenharia e consultoria.

d) 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 Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A Companhia pagou em janeiro de 2018, faturas renegociadas de compra de energia com a CERAN que tinham vencimento original de novembro a dezembro de 2017. A Companhia pagou em junho de 2018, faturas renegociadas de compra de energia com a CPFL Geração que tinham vencimento original de fevereiro a maio de 2018.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 4.204 (R\$ 3.119 em 2017). Este valor é composto por R\$ 3.433 (R\$ 2.571 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 80 (R\$ 40 em 2017) de benefícios pós-emprego e R\$ 691 (R\$ 508 em 2017) 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>2018</u>	<u>2017</u>
Encargos - Rede básica			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	189	31.527	14.029

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	99	-	209	-	-	-	(1.057)
Companhia Paulista de Força e Luz	2.173	695	1.191	557	-	-	(2.613)	(407)
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	-	-	-	-	-	-	(336)
Companhia Leste Paulista de Energia (*)	-	-	-	-	-	-	-	(96)
Companhia Sul Paulista de Energia (*)	-	-	-	-	-	-	-	(127)
Companhia Jaguarí de Energia	742	80	128	12	-	-	(3.742)	(102)
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	-	-	-	-	-	-	(65)
Rio Grande Energia S.A. (**)	1.268	226	73	14	-	-	(5.648)	(2.486)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	1.508	-	198	-	-	-	(9.106)	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	78	-	37	-	-	-	(924)
CPFL Energia S.A.	90	71	-	-	-	-	(559)	(1.106)
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	-	-	(34)	(20)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	58	-	5	-	-	-	(424)
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	1	1	-	-	-	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	14	3	-	1	-	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(14)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	(2)	(1)
Arrendamento e aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	875	866
CPFL Renováveis - Consolidado	43	-	-	-	144	138	15	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	392	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	7	6	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	37.935	-	-	-	-	-
Imobilizado, ativo contratual em curso, materiais e prestação de serviço								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	51.205	76.440	5.351	12.817	94	10	21.836	20.255
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	819	812	-	-	9.061	8.817
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	119	705	-	-	9.290	8.448
CPFL Telecom S.A.	2	2	-	-	-	-	1.644	16.472
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	282	785	-	-	10.638	10.383
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Paulista de Força e Luz	18	18	1.368	1.596	-	-	17.168	17.697
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	6.220	17.501	-	-	69.923	67.508
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3	3	-	-	35	34
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	4.877	8.271	-	-	59.425	64.340
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	67	85	-	-	922	894
Campos Novos Energia S.A.	-	-	21.780	17.600	-	-	123.330	107.086
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	5.236	13.334	-	-	60.868	53.428
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	12.838	11.359	-	-	148.915	131.439
CPFL Renováveis - Consolidado	402	-	-	957	-	-	6.997	12.187
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	44	29
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	37	10
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	23	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.148	503

(*) As informações referente ao resultado de 2018 estão apresentadas na Companhia Jaguarí de Energia em função da incorporação destas empresas em 31/12/2017.

(**) Os saldos de ativo e passivo e as operações de resultados realizadas após 31/10/2018, estão apresentadas na RGE Sul Distribuidora de Energia em função da incorporação dessa empresa pela RGE Sul Distribuidora 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:

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2018
Ativo imobilizado	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	503.783
Transporte	Transporte nacional	50.034
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	29.290
Automóveis	Cobertura para terceiros	1.613
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	22.615
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
Total		848.835

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 do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna, Riscos e Compliance e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da 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, 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), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

Ao Conselho Fiscal da 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 exposta, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia 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 CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna, Riscos e Compliance é responsável pela (i) coordenação do processo de gestão de riscos da 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, (ii) monitoramento periódico das exposições aos riscos e acompanhamento da implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios, (iii) acompanhamento e reporte dos status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, e (iv) avaliação do ambiente de controles internos da Companhia e interação com os respectivos Gestores dos Negócios, buscando a definição de planos de ação no caso de deficiências identificadas.

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, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

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 28. 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 28.

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 (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) 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 hídrica: 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 chuvas abaixo do normal observadas no período de maio a setembro não causaram risco de abastecimento energético em 2018, porém incorreram em forte despacho termoeletrico e consequente redução da geração hidroelétrica, o que impactou significativamente os custos com compra de energia e encargos para os agentes do setor elétrico neste período.

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, 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(*)	31/12/2018	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	91.770	91.770
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	200.477	200.477
					<u>292.247</u>	<u>292.247</u>
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	318.258	318.259
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	960.424	960.424
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	653.478	651.425
Debêntures - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	205.401	205.401
					<u>2.137.561</u>	<u>2.135.509</u>

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 656 em 2018 (um ganho R\$ 6.337 em 2017).

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

Legenda

Categoria:

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Outros passivos financeiros

Mensuração:

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

A classificação dos ativos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pela Companhia para cada instrumento.

Os 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) FNDCT/EPE/PROCEL, (v) convênios de

arrecadação, (vi) descontos tarifários – CDE, (vii) coligadas, controladas e controladora, (viii) passivo financeiro setorial e (ix) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2018 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 econômico*) 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 2018 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)				Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos (1)	Ganho (Perda) na marcação a mercado				
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo								
Hedge variação cambial								
Empréstimos bancários - Lei 4.131	187.641	187.641	193.819	(6.178)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,95% a 1,41%) ou 3,27%	112,64% a 116% do CDI	mar/19 a mai/21	673.214
Empréstimos bancários - Lei 4.131	1.921	1.921	3.672	(1.751)	Euro + de 0,80%	105,1% do CDI	mai/21	100.000
	<u>189.562</u>	<u>189.562</u>	<u>197.491</u>	<u>(7.929)</u>				
Hedge variação índice de preços								
Debêntures	10.915	10.915	979	9.936	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	out/25	197.000
Total	<u>200.477</u>	<u>200.477</u>	<u>198.469</u>	<u>2.007</u>				
Circulante	117.985							
Não circulante	82.492							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide nota 13.

(1) 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 e é reduzido de acordo com a respectiva amortização.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2018
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	158.850	121.164	(81.544)	198.470
Para dívidas não designadas a valor justo	213	(4.315)	4.102	-
Marcação a mercado (*)	(10.235)	12.242	-	2.007
Total	148.829	129.091	(77.442)	200.477

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) ganho de R\$ 12.966 para as dívidas designadas a valor justo, (ii) perda de R\$ 724 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 (notas 14 e 15).

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 2018 e 2017, 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) no resultado	
	2018	2017
Varição de taxas de juros	(3.336)	175
Marcação a mercado	9.211	879
Varição cambial	120.185	(19.799)
Marcação a mercado	3.030	(19.878)
	129.090	(38.623)

e) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio e taxas de juros - irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

d) 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:

d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2018 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(858.428)		(25.477)	195.499	416.475
Derivativos - swap plain vanilla	871.701		25.871	(198.522)	(422.915)
	13.273	baixa dolar	394	(3.023)	(6.440)
Instrumentos financeiros passivos	(101.996)		(6.450)	20.662	47.773
Derivativos - swap plain vanilla	103.380		6.537	(20.942)	(48.421)
	1.384	baixa euro	87	(280)	(648)
Total	14.657		481	(3.303)	(7.088)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2018 foi de R\$ 3,87 para o dólar e R\$ 4,44 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 3,99 e R\$ 4,72 e a depreciação cambial de 2,97% e 6,32%, do dólar e do euro respectivamente de 31 de dezembro de 2018.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, 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.

d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2018 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa) no resultado		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	6.997				460	575	690
Instrumentos financeiros passivos	(595.777)				(39.143)	(48.928)	(58.714)
Derivativos - swap plain vanilla	(989.741)				(65.026)	(81.282)	(97.539)
	(1.578.521)	alta CDI	6,40%	6,57%	(103.709)	(129.635)	(155.563)
Instrumentos financeiros passivos	(232.317)	alta TJLP e TLP	6,72% e 7,42%	7,03%	(16.332)	(20.415)	(24.498)
Instrumentos financeiros passivos	(270.177)				(9.024)	(11.280)	(13.536)
Derivativos - swap plain vanilla	215.137				7.186	8.982	10.778
	(55.040)	alta IPCA	3,69%	3,34%	(1.838)	(2.298)	(2.758)
Ativos e passivos financeiros setoriais	237.466				15.554	11.666	7.777
Instrumentos financeiros passivos	(30.149)				(1.975)	(1.481)	(987)
	207.317	baixa SELIC	6,40%	6,55%	13.579	10.185	6.790
Total	(1.658.561)				(108.300)	(142.163)	(176.029)

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices do cenário provável.

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 4.247.

e) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 6 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada

com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor, consistindo em um grande número de pequenos saldos.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas ao longo da vida esperada dos recebíveis.

Em 31 de dezembro de 2018, a exposição máxima ao risco de crédito para contas a receber por tipo de contraparte era representada pelo saldo total registrado apresentado na nota 6 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Caixa e equivalentes de caixa

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um rating de pelo menos AA-.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos ratings de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2018 e 2017 que os títulos tivessem uma perda por redução ao valor recuperável, utilizando o critério de perdas esperadas.

f) 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 2018, 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.

31/12/2018	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	12	383.644	-	-	-	-	-	383.644
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	128.723	213.000	191.122	726.542	76.978	112.614	1.448.979
Debêntures - principal e encargos	13	9.091	64.012	28.354	528.692	205.560	262.664	1.098.373
Encargos Setoriais	15	22.288	-	-	-	-	-	22.288
Consumidores e concessionárias	18	4.340	6.093	-	-	-	-	10.433
EPE / FNDCT / PROCEL	15	-	693	6.197	-	-	-	6.890
Convênio de arrecadação	18	-	14.566	-	-	-	-	14.566
Fundo de reversão	18	127	255	1.145	3.054	3.054	4.825	12.460
Total		548.213	298.619	226.818	1.258.288	285.592	380.102	2.997.633

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

Nos exercícios de 2018 e 2017, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2018		2017	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	1.348.316	536.057	231	(21.900)
Compra estimada (*)	37.788	3.572	110.793	34.224
Total	1.386.104	539.629	111.024	12.324

(*) referente ao período 1 de novembro de 2018 a 31 de dezembro de 2018 (período de 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017)

	2018		2017	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	322.517	121.394	2.293.097	686.685
Venda estimada (*)	27.365	3.394	-	-
Total	349.882	124.789	2.293.097	686.685

(*) referente ao período 1 de novembro de 2018 a 31 de dezembro de 2018 (período de 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017)

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 2018 a 31 de dezembro de 2018, 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, que 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 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº 2.472 de 16 de outubro de 2018 as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Companhia resultantes do processo de reajuste tarifário de 2018, cujo efeito tarifário médio a ser percebido pelo consumidor foi de 19,25%, sendo de 20,18%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 18,70%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

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) Almojarifado 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 Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

31.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2018			31/12/2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo						
Passivo Circulante	1.661.643	(408.503)	1.253.141	1.891.257	(410.512)	1.480.745
Fornecedores	383.644	-	383.644	517.360	-	517.360
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	533.465	-	533.465	522.862	-	522.862
Obrigações Sociais e Trabalhistas	28.014	-	28.014	25.942	-	25.942
Benefício Pós-Emprego	20.626	-	20.626	14.015	-	14.015
Tributos	130.472	-	130.472	152.178	-	152.178
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	37.935	-	37.935	-	-	-
Encargos Setoriais	76.417	(44)	76.373	173.312	-	173.312
Passivos Financeiros Setoriais	408.458	(408.458)	-	447.234	(410.512)	36.722
Outros Passivos Circulantes	42.613	-	42.613	38.355	-	38.355
Passivo Não Circulante	3.041.226	(900.197)	2.141.029	2.795.100	(1.121.806)	1.673.294
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.604.096	-	1.604.096	1.247.339	-	1.247.339
Benefício Pós-Emprego	190.740	-	190.740	128.346	-	128.346
Provisão para Litígios	259.544	-	259.544	241.088	-	241.088
Encargos Setoriais	27.769	-	27.769	21.247	-	21.247
Tributos Diferidos	-	-	-	20.769	(20.769)	-
Passivos Financeiros Setoriais	305.236	(259.205)	46.031	466.216	(466.216)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	19.753	-	19.753
Outros Passivos Não Circulantes	12.849	-	12.849	15.521	-	15.521
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	640.992	(640.992)	-	634.820	(634.820)	-
Total do Passivo	4.702.869	(1.308.699)	3.394.170	4.686.357	(1.532.318)	3.154.039
Patrimônio Líquido						
Capital Social	240.144	-	240.144	240.144	-	240.144
Reservas de Capital	55.905	-	55.905	55.905	-	55.905
Outros Resultados Abrangentes	98.527	(250.976)	(152.449)	172.984	(288.122)	(115.138)
Reservas de Lucros	146.406	226.228	372.634	51.393	200.310	251.703
Prejuízos Acumulados	1.000	(1.000)	-	(9.882)	9.882	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	-	-	-	28.445	-	28.445
Total do Patrimônio Líquido	541.982	(25.746)	516.235	538.989	(77.930)	461.059
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	5.244.851	(1.334.447)	3.910.404	5.225.346	(1.610.248)	3.615.098

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 2018 e 2017:

Reclassificações e ajustes 2018:

	Reclassificações					Ajustes					Societário
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	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)	P&D e PEE (31.3.4)	IR e CS Diferidos (31.3.6)	
Ativo											
Ativo Circulante											
Ativos Financeiros Setoriais	691.955	(408.458)	-	-	-	-	-	-	-	-	283.497
Ativo Não Circulante											
Tributos diferidos	17.076	-	-	-	-	-	-	-	-	13.264	30.340
Ativos Financeiros Setoriais	259.205	(259.205)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	1.023.790	-	(228.644)	342.770	-	-	-	-	1.137.915
Imobilizado	2.700.934	-	(1.023.790)	(1.388.145)	228.644	(517.643)	-	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	-	257.289	(38.958)	-	-	-	-	-	218.331
Intangível	107.967	-	-	1.130.856	(461.576)	(18.231)	-	13.591	-	-	772.607
	<u>3.777.136</u>	<u>(667.663)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(500.534)</u>	<u>(535.874)</u>	<u>342.770</u>	<u>13.591</u>	<u>-</u>	<u>13.264</u>	<u>2.442.689</u>
Passivo											
Passivo Circulante											
Encargos Setoriais	76.417	-	-	-	-	-	-	-	(44)	-	76.373
Passivos Financeiros Setoriais	408.458	(408.458)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	305.236	(259.205)	-	-	-	-	-	-	-	-	46.031
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	640.992	-	-	-	(500.534)	(140.458)	-	-	-	-	-
	<u>1.431.104</u>	<u>(667.663)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(500.534)</u>	<u>(140.458)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(44)</u>	<u>0</u>	<u>122.404</u>
Total	<u>2.346.032</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(395.416)</u>	<u>342.770</u>	<u>13.591</u>	<u>44</u>	<u>13.264</u>	<u>2.320.285</u>

- (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 2017:

Regulatório	Reclassificações					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 (31.3.6)	Societário
	Cauções de aplicações financeiras (b)	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)					
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)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	19.377	19.377
Ativos Financeiros Setoriais	580.441	-	(466.216)	-	-	-	-	-	-	114.225
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	-	664.876	-	-	303.499	-	-	968.375
Imobilizado	2.573.489	-	-	-	(2.006.547)	(566.942)	-	-	-	-
Intangível	105.892	-	-	(664.876)	2.006.547	(19.029)	-	14.973	-	958.110
	3.887.110	-	(876.729)	-	-	(585.971)	303.499	14.973	19.377	2.276.861
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)	-	-	-	-
	1.569.039	-	(876.729)	-	-	(485.397)	-	-	(20.769)	36.721
Total	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

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Total do ativo conforme contabilidade societária	3.910.404	3.615.098
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	1.549.237	1.603.375
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(1.013.363)	(1.017.404)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(342.770)	(303.499)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(13.591)	(14.973)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(13.264)	(40.146)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	667.663	876.728
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	500.534	485.397
Reclassificação de tributos diferidos (c)	-	20.769
Total do ativo regulatório	<u>5.244.851</u>	<u>5.225.346</u>

- (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>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	516.235	461.059
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	1.308.382	1.362.519
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(912.966)	(925.971)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(342.770)	(303.499)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(13.591)	(14.973)
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	(44)	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(13.264)	(40.146)
Patrimônio líquido regulatório	<u>541.982</u>	<u>538.989</u>

31.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2018			2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário Reclassificado
Receita / Ingresso	6.043.169	403.715	6.446.884	6.038.526	363.534	6.402.060
Fornecimento de Energia Elétrica	3.176.147	-	3.176.147	2.697.315	-	2.697.315
Suprimento de Energia Elétrica	28.434	-	28.434	18.620	-	18.620
Energia Elétrica de Curto Prazo	124.789	-	124.789	686.685	-	686.685
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.345.484	(4.476)	2.341.008	1.937.325	-	1.937.325
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	190.165	-	190.165	532.712	-	532.712
Serviços Cobráveis	6.100	-	6.100	6.788	-	6.788
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	172.051	-	172.051	159.081	-	159.081
Outras Receitas	-	408.191	408.191	-	363.534	363.534
Tributos	(1.613.156)	-	(1.613.156)	(1.456.004)	-	(1.456.004)
ICMS	(1.043.569)	-	(1.043.569)	(889.876)	-	(889.876)
PIS-PASEP	(101.583)	-	(101.583)	(100.969)	-	(100.969)
COFINS	(467.896)	-	(467.896)	(465.069)	-	(465.069)
ISS	(108)	-	(108)	(90)	-	(90)
Encargos - Parcela "A"	(954.230)	44	(954.186)	(948.733)	-	(948.733)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(17.897)	22	(17.875)	(18.487)	-	(18.487)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(17.897)	22	(17.875)	(18.487)	-	(18.487)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(851.736)	-	(851.736)	(690.560)	-	(690.560)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(3.802)	-	(3.802)	(3.924)	-	(3.924)
Outros Encargos	(62.898)	-	(62.898)	(217.275)	-	(217.275)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	3.475.783	403.759	3.879.542	3.633.788	363.534	3.997.322
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(2.715.504)	(10.052)	(2.725.556)	(2.828.403)	-	(2.828.403)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.185.812)	(10.052)	(2.195.864)	(2.580.957)	-	(2.580.957)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(62.182)	-	(62.182)	(40.329)	-	(40.329)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(467.510)	-	(467.510)	(207.117)	-	(207.117)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	760.279	393.708	1.153.986	805.384	363.535	1.168.919
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(507.214)	(324.695)	(831.909)	(549.914)	(293.558)	(843.472)
Pessoal e Administradores	(149.112)	140	(148.972)	(165.381)	127	(165.254)
Entidade de previdência privada	(16.232)	(140)	(16.372)	(17.117)	(127)	(17.244)
Material	(24.547)	-	(24.547)	(22.568)	-	(22.568)
Serviços de Terceiros	(155.833)	-	(155.833)	(140.110)	-	(140.110)
Arrendamento e Aluguéis	(4.520)	-	(4.520)	(4.532)	-	(4.532)
Seguros	(783)	-	(783)	(756)	-	(756)
Doações, Contribuições e Subvenções	(639)	-	(639)	(561)	-	(561)
Provisões	(26.130)	-	(26.130)	(35.337)	-	(35.337)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(51.571)	-	(51.571)	(44.017)	-	(44.017)
(-) Recuperação de Despesas	3.518	-	3.518	4.372	-	4.372
Tributos	(2.727)	-	(2.727)	(2.877)	-	(2.877)
Depreciação e Amortização	(130.854)	30.623	(100.231)	(128.844)	32.506	(96.338)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(33.272)	-	(33.272)	(34.353)	-	(34.353)
Outras Receitas Operacionais	111.199	(111.199)	-	66.443	(66.443)	-
Outras Despesas Operacionais	(25.711)	(244.119)	(269.830)	(24.277)	(259.621)	(283.898)
Resultado da Atividade	253.065	69.012	322.078	255.471	69.976	325.447
Resultado Financeiro	(52.840)	4.292	(48.548)	(100.626)	-	(100.626)
Receitas Financeiras	312.418	(213.839)	98.579	154.605	(36.931)	117.674
Despesas Financeiras	(365.258)	218.131	(147.127)	(255.230)	36.931	(218.299)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	200.225	73.305	273.530	154.845	69.976	224.821
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(65.952)	(24.924)	(90.876)	(48.949)	(23.792)	(72.741)
Resultado Líquido do Exercício	134.273	48.380	182.654	105.896	46.184	152.080
Atribuível aos Acionistas Controladores	134.273	48.380	182.654	105.896	46.184	152.080

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 2018 e 2017:

Reclassificações e ajustes 2018:

	Reclassificações							Ajustes					Societário		
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (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)	Variação cambial Itaipu (a)	Variação cambial, atualização monetária e marcação a mercado (a)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)		Encargos setoriais – P&D e PEE (31.3.4)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)
Receita/Ingresso															
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.345.484	-	(4.476)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.341.008
Outras receitas	-	265.311	-	103.609	-	-	-	-	-	39.271	-	-	-	-	408.191
Encargos - Parcela "A"															
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(17.897)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	-	-	(17.875)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(17.897)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	-	-	(17.875)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"															
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.185.812)	-	-	-	-	-	(10.052)	-	-	-	-	-	-	-	(2.195.864)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"															
Pessoal e Administradores	(149.112)	-	-	-	-	140	-	-	-	-	-	-	-	-	(148.972)
Entidade de previdência privada	(16.232)	-	-	-	-	(140)	-	-	-	-	-	-	-	-	(16.372)
Depreciação e Amortização	(130.854)	-	-	-	-	-	-	-	-	32.005	(1.382)	-	-	-	(100.231)
Outras receitas operacionais	111.199	-	-	(103.609)	(7.590)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(25.711)	(265.311)	4.476	-	7.590	-	-	-	9.127	-	-	-	-	-	(269.830)
Resultado Financeiro															
Receitas Financeiras	312.418	-	-	-	-	(45.137)	-	(168.703)	-	-	-	-	-	-	98.579
Despesas Financeiras	(365.258)	-	-	-	-	45.137	10.052	168.703	-	-	-	-	(5.760)	-	(147.127)
Despesa com Impostos sobre o Lucro															
	(65.952)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.924)	(90.876)
Lucro Líquido															
	134.273	-	-	-	-	-	-	-	41.132	39.271	(1.382)	44	(5.760)	(24.924)	182.654

(a) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias

Reclassificações e ajustes 2017:

Regulatório	Reclassificações					Ajustes					Societário
	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 (31.3.6)		
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

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Lucro líquido conforme contabilidade societária	182.654	152.080
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(9.127)	(15.499)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(32.005)	(33.888)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(39.271)	(21.971)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	1.382	1.382
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)	5.760	
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	(44)	
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	24.924	23.792
Lucro líquido regulatório	<u>134.273</u>	<u>105.896</u>

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 de fevereiro de 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 2018:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	1.465.519	(947.876)	517.643
Ativo intangível	83.718	(65.487)	18.231
Obrigações especiais	(240.855)	100.397	(140.458)
Total	1.308.382	(912.966)	395.416
Efeito IR e CSLL	(444.850)	310.408	(134.441)
Efeito líquido	863.532	(602.557)	260.975

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 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

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. Encargos setoriais – P&D e PEE (CPC 47)

Os ajustes são decorrentes do reconhecimento das despesas de compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (DIC, FIC e outros), que para fins societários são reconhecidos como redução na receita operacional e na contabilidade regulatória na despesa operacional, afetando desta forma a base de cálculo (ROL) para apuração dos encargos P&D e eficiência energética (**nota 3.16**).

31.3.5. Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (CPC 48)

Os ajustes são decorrentes da aplicação na contabilidade societária, onde o e spread de risco é reconhecido no resultado abrangente e na contabilidade regulatória no resultado financeiro (**nota 3.16**).

31.3.6. 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 31/12/2018	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Aluguéis	até 3 anos	147	120	-	-	267
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 9 anos	2.075.186	4.125.193	4.497.233	10.917.335	21.614.947
Compra de energia de Itaipu	até 9 anos	507.493	1.001.455	1.015.961	2.899.339	5.424.248
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 10 anos	426.419	1.172.535	1.545.423	3.934.070	7.078.447
Projetos de construção de Subestação	até 1 ano	2.961	-	-	-	2.961
Total		3.012.206	6.299.303	7.058.617	17.750.744	34.120.870

33. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2018, um valor de R\$ 3.778 (R\$ 3.585 em 2017) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Presidente

GUSTAVO ESTRELLA

Vice Presidente

WILSON ROBERTO PEREIRA

Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO

Diretor Presidente

YUEHUI PAN

Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS

Diretor Administrativo

ROBERTO SARTORI

Diretor Comercial

THIAGO FREIRE GUTH

Diretor Operações

MINGYAN LIU

Diretor de Assuntos Regulatórios

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
Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí
Edifício Dahruj Tower
13024-001 - Campinas/SP - Brasil
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil
Telefone +55 (19) 3198-6000
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 2018 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 2018, 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 as 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. Conseqüentemente, 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, sucedem ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada 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. Envolvemos 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 e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia com expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias estão 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 tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

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 2018, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, sem qualificações, com data de 11 de março de 2019.



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, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da administração 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 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.
- Concluímos 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.

Campinas, 18 de abril de 2019

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-027612/F




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, 18 de abril de 2019

Concessionária: COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ



Carlos Zamboni Neto
Diretor Presidente
CPF: 081.496.848-16



Yuehui Pan
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
CPF: 061.539.517-16



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.