

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA 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	197.579	713.796
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	1.738.965	1.417.300
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	1.338	3.303
Outros tributos a compensar	7	58.705	78.336
Derivativos	30	65.435	205.685
Ativo financeiro setorial	8	665.868	159.025
Estoques		8.798	8.191
Outros créditos	11	227.333	229.832
Total do circulante		2.964.022	2.815.468
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	49.326	59.886
Depósitos judiciais	19	474.095	452.074
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	61.777	58.387
Outros tributos a compensar	7	58.240	60.894
Ativo financeiro setorial	8	122.121	114.523
Derivativos	30	80.955	63.119
Créditos fiscais diferidos	9	250.933	222.233
Ativo financeiro da concessão	10	3.026.780	2.626.291
Outros créditos	11	11.056	27.043
Ativo contratual em curso	12	430.279	-
Intangível	12	1.823.907	2.171.601
Total do não circulante		6.389.470	5.856.050
Total do ativo		9.353.492	8.671.518

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA LUZ
Balanços 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	1.026.612	1.463.281
Empréstimos e financiamentos	14	372.081	1.351.141
Debêntures	15	82.310	148.921
Entidade de previdência privada	16	64.647	45.606
Taxas regulamentares	17	62.412	267.563
Imposto de renda e contribuição social a recolher	18	10.167	1.657
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	299.927	253.198
Mutuo com coligadas, controladas e controladora	27	-	180.772
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	202.810	49.798
Obrigações estimadas com pessoal		39.857	38.378
Derivativos	30	-	5.236
Outras contas a pagar	20	245.759	215.216
Total do circulante		2.406.582	4.020.768
Não circulante			
Empréstimos e financiamentos	14	1.649.787	855.938
Debêntures	15	2.151.666	1.068.942
Entidade de previdência privada	16	856.082	658.829
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	273.904	236.680
Derivativos	30	6.231	19.888
Adiantamento para futuro aumento de capital	27	-	350.000
Outras contas a pagar	20	98.374	90.069
Total do não circulante		5.036.044	3.280.347
Patrimônio líquido			
	21		
Capital social		1.273.423	923.423
Reserva de capital		179.192	179.192
Reserva legal		81.435	48.959
Reserva de retenção de lucros para investimento		109.658	109.658
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		-	404.298
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		442.645	-
Dividendo		397.190	118.321
Resultado abrangente acumulado		(572.677)	(413.448)
Total do patrimônio líquido		1.910.866	1.370.403
Total do passivo e do patrimônio líquido		9.353.492	8.671.518

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA LUZ
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	<u>Nota explicativa</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Receita operacional líquida	23	9.892.570	9.326.596
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	24	(6.769.557)	(6.453.927)
Custo de operação	25	(763.810)	(765.780)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(657.637)	(808.921)
Lucro operacional bruto		<u>1.701.566</u>	<u>1.297.968</u>
Despesas operacionais	25		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(67.547)	(58.527)
Outras despesas com vendas		(217.211)	(215.779)
Despesas gerais e administrativas		(357.233)	(367.038)
Outras despesas operacionais		(30.645)	(32.099)
Resultado do serviço		<u>1.028.929</u>	<u>624.525</u>
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		278.636	292.301
Despesas financeiras		(355.546)	(512.776)
		<u>(76.911)</u>	<u>(220.475)</u>
Lucro antes dos tributos		952.019	404.050
Contribuição social	9	(80.742)	(33.074)
Imposto de renda	9	(221.760)	(90.622)
		<u>(302.502)</u>	<u>(123.696)</u>
Lucro líquido do exercício		<u><u>649.516</u></u>	<u><u>280.354</u></u>
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	22	0,74	0,31
Lucro líquido básico e diluído por ação preferencial - R\$	22	-	0,34

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA 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	649.516	280.354
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	(173.247)	95.462
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	5.228	-
Resultado abrangente do exercício	481.497	375.816

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA LUZ
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

	Reservas de lucros						Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reservas de capital	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimento	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Reserva estatutária - reforço de capital de giro				
Saldos em 31 de dezembro de 2016	905.948	196.667	34.941	109.658	322.867	-	2.228	(508.909)	-	1.063.400
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	280.354	280.354
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuarias	-	-	-	-	-	-	-	95.462	-	95.462
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	17.475	(17.475)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	14.018	-	-	-	-	-	(14.018)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	81.431	-	-	-	(81.431)	-
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(49.798)	(49.798)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	23.201	-	(23.201)	-
Juros sobre o capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	95.120	-	(111.905)	(16.785) ⁽¹⁾
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	(2.228)	-	-	(2.228)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	923.423	179.192	48.959	109.658	404.298	-	118.321	(413.448)	-	1.370.403
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	649.516	649.516
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuarias	-	-	-	-	-	-	-	(173.247)	-	(173.247)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	14.018	(8.790)	5.228
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.453)	(18.453)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Constituição da reserva legal	-	-	32.476	-	-	-	-	-	(32.476)	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	442.645	-	(442.645)	-
Reversão da reserva estatutária no exercício - AGE de 27/04/2018 (nota 21.3)	-	-	-	-	(404.298)	-	-	-	404.298	-
Transações de capital com os acionistas										
Aumento de capital	350.000	-	-	-	-	-	-	-	-	350.000
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.597)	(24.597)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	397.190	-	(397.190)	-
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(129.663)	(129.663)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(118.321)	-	-	(118.321)
Saldos em 31 de Dezembro de 2018	1.273.423	179.192	81.435	109.658	-	442.645	397.190	(572.677)	-	1.910.866

(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 PAULISTA 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	952.019	404.050
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	258.074	235.798
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	78.906	107.630
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	67.547	58.527
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	94.363	295.635
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	62.330	84.501
Perda (ganho) na baixa de não circulante	30.668	32.281
	1.543.907	1.218.422
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(406.191)	(18.337)
Tributos a compensar	20.860	(18.016)
Depósitos judiciais	138	(235.993)
Ativo financeiro setorial	(476.927)	(227.495)
Contas a receber - CDE	10.569	(22.845)
Outros ativos operacionais	(20.312)	30.852
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	(436.669)	250.975
Outros tributos e contribuições sociais	25.210	(60.219)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(66.610)	(48.785)
Taxas regulamentares	(205.151)	98.842
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(69.428)	(95.250)
Passivo financeiro setorial	-	(427.075)
Contas a pagar - CDE	2.017	(2.430)
Outros passivos operacionais	49.017	(3.927)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	(29.570)	438.719
Encargos de dívida e debêntures pagos	(186.187)	(409.519)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(266.625)	(83.328)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(482.382)	(54.128)
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	15.859	714
Adições de ativo contratual em curso	(616.479)	-
Adições de intangível	-	(745.442)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(600.621)	(744.728)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	2.762.403	685.463
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(2.218.908)	(1.900.200)
Liquidação de operações com derivativos	304.716	(26.256)
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	350.000
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(100.120)	(2.228)
Operações de mútuo com controladas e coligadas	(181.305)	180.783
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	566.787	(712.438)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(516.217)	(1.511.295)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	713.796	2.225.091
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	197.579	713.796

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de Reais)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
1 - Receita	15.750.133	14.828.243
1.1 Receita de venda de energia e serviços	15.162.263	14.079.453
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	655.417	807.317
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(67.547)	(58.527)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(8.834.157)	(8.666.657)
2.1 Custo com energia elétrica	(7.509.655)	(7.189.473)
2.2 Material	(457.469)	(557.180)
2.3 Serviços de terceiros	(607.582)	(636.075)
2.4 Outros	(259.450)	(283.929)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	6.915.976	6.161.587
4 - Retenções	(258.746)	(236.409)
4.1 Amortização	(258.746)	(236.409)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	6.657.231	5.925.178
6 - Valor adicionado recebido em transferência	295.682	309.210
6.1 Receitas financeiras	295.682	309.210
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	6.952.912	6.234.388
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	452.708	478.005
8.1.1 Remuneração direta	226.351	231.433
8.1.2 Benefícios	207.298	227.723
8.1.3 F.G.T.S	19.059	18.849
8.2 Impostos, taxas e contribuições	5.486.434	4.957.992
8.2.1 Federais	3.080.747	2.751.446
8.2.2 Estaduais	2.399.515	2.201.093
8.2.3 Municipais	6.172	5.454
8.3 Remuneração de capital de terceiros	364.254	518.037
8.3.1 Juros	361.650	515.353
8.3.2 Aluguéis	2.605	2.684
8.4 Remuneração de capital próprio	649.516	280.354
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	129.663	111.905
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	421.787	72.999
8.4.3 Lucros retidos	98.066	95.449
	6.952.912	6.234.388

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" 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 Paulista cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 4,5 milhões de clientes, em 234 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 0,4% em relação ao exercício de 2017. Destaca-se a classe residencial, que registrou um crescimento de 2,6% ante 2017.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais 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

4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP):

Em 03 de abril de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.381, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 12,68%, sendo 8,67% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 4,01% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 16,90% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 5,53% e da Parcela B de 3,14%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2018.

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

3. Desempenho operacional

Clientes: a CPFL Paulista encerrou o ano com 4,5 milhões de clientes, com acréscimo de 107 mil consumidores, representando um crescimento de 2,4%.

Vendas de energia

Em 2018, as vendas para o mercado cativo totalizaram 20.540 GWh, um aumento de 0,4% em relação a 2017.

Destacam-se as classes residencial e comercial, que juntas representam 66,4% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classe Residencial:** aumento de 2,6%, refletindo a retomada da atividade econômica.
- **Classes Industrial e Comercial:** reduções de 7,6% e 2,2%, respectivamente, refletindo principalmente a migração de clientes para o mercado livre.

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a CPFL Paulista obteve em 2018 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 85,7%, 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 Paulista 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 6,17 horas e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,01 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\$ 15.818 milhões, representando um aumento de 6,3% (R\$ 931 milhões), decorrente principalmente: (i) do aumento de 11,9% (R\$ 1.280 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) do aumento de 18,3% (R\$ 22 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão; (iii) do aumento de 16,8% (R\$ 293 milhões) em outras receitas operacionais.

Isso foi parcialmente compensado (iv) pelas reduções de 53,0% (R\$ 360 milhões) no suprimento de energia elétrica, (v) pela variação de R\$ 152 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais, uma redução de 19,2% em relação ao ano anterior e (vi) pela redução de 18,8% (R\$ 152 milhões) na receita com construção da infraestrutura.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 5.925 milhões, apresentando um aumento de 6,6% (R\$ 365 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 9.893 milhões, representando um aumento de 6,1% (R\$ 566 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.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (em milhares)</i>		
	2018	2017
Lucro Líquido	649.516	280.354
Amortização	258.074	235.798
Resultado Financeiro	76.911	220.475
Contribuição Social	80.742	33.074
Imposto de Renda	221.760	90.622
EBITDA	1.287.003	860.323

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.287 milhões, um aumento de 49,6% (R\$ 427 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 6,1% (R\$ 566 milhões) na receita líquida; (ii) pela redução de 18,8% (R\$ 152 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor e pela (iii) redução de 2,0% (R\$ 24 milhões) no PMSO (Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros custos/despesas operacionais e Entidade de Previdência Privada). Estas variações foram parcialmente compensadas pelo (iv) aumento no custo com energia elétrica, que registrou uma variação de 4,9% (R\$ 316 milhões).

A redução de 2,0% (R\$ 24 milhões) no PMSO da CPFL Paulista deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Redução de 9,4% (R\$ 25 milhões) em outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Redução de 26,2% (R\$ 22 milhões) no item Entidade de Previdência Privada.
- ✓ Aumento de 5,4% (R\$ 20 milhões) nas despesas com serviços de terceiros
- ✓ Aumento de 0,2% (R\$ 1 milhão) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 2,6% (R\$ 2 milhões) nas despesas com material.

Lucro líquido: Em 2018, a CPFL Paulista apurou lucro líquido de R\$ 650 milhões, um aumento de 132% (R\$ 369 milhões), refletindo principalmente o aumento de 49,6% no EBITDA (R\$ 427 milhões) e também a redução de 65,1% (R\$ 144 milhões) nas despesas financeiras líquidas. Estas variações foram parcialmente compensadas pelo aumento de (i) R\$ 179 milhões no Imposto de Renda e Contribuição Social e pelo (ii) aumento da amortização do intangível da concessão (9,4% ou R\$ 22 milhões).

Endividamento: no final de 2018, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Paulista atingiu R\$ 4.116 milhões, representando um aumento de 29,4%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 616 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 Paulista 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 Companhia.

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 Paulista atua, destacam-se: **(i) Apoio aos**

Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.) – Em 2018, a CPFL Paulista destinou R\$ 900.000,00 para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de oito cidades da área de concessão. O repasse irá apoiar no fortalecimento dos conselhos municipais; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2018, a CPFL Paulista destinou R\$ 900.000,00 ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de um município para apoiar projeto de desenvolvimento tecnológico e programas da ala de idosos do Hospital do Câncer de Barretos/SP; **(iii) Apoio ao Pronon – Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (1% I.R.)** – Em 2018, a CPFL Paulista destinou R\$ 900.000,00 para apoiar projetos de ampliação tecnológica de Hospitais de Atendimento à Pessoas com Câncer em dois municípios dentro da área de interesse; **(iv) Voluntariado** – Em 2018 foram desenvolvidas 7 ações que envolveram cerca de 280 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 3 cidades da área de concessão beneficiaram aproximadamente 1.500 pessoas diretamente; **(v) 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 6 unidades de saúde do município de Campinas, incluindo a unidade de atendimento da UNICAMP e uma unidade de saúde em Americana. O investimento foi de R\$ 152 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(vi) Projeto Bibliotecas Comunitárias** - Visa democratizar o acesso à leitura de literatura e contribuir com a efetividade da Lei 12.244/10, que determina que até 2020 todas as instituições de ensino do País devem ter uma biblioteca. Em 2018, foi concluída a implementação de 02 bibliotecas no estado de São Paulo, nos municípios de Marília e Bebedouro. O investimento foi de R\$ 146 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(vii) 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\$ 30 milhões em projetos de Eficiência Energética. Contabilizamos, ainda, a conclusão de 16 projetos durante o ano de 2018, dos quais apuramos os seguintes quantitativos: entre os clientes de baixo poder aquisitivo, foram atendidas 36.113 residências com a substituição de 1.000 geladeiras, 20.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), instalação de 3.500 aquecedores solares e 3.600 trocadores de calor; entre os clientes da tipologia de Poder Público, Serviço Público, Industrial, Comercial ou Residencial, foram contabilizados o atendimento de 8 Prédios Públicos, 2 Hospitais, 3 Prédios Comerciais e 3.959 residências, resultando na substituição de 60.873 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), 19 bombas, 1 Chiller, 10 equipamentos de ar condicionado e 3.959 geladeiras; na tipologia Educacional, contabilizamos a capacitação de 20.866 alunos de 236 escolas de 23 municípios; por fim, contabilizamos a substituição de 305 motores em 8 indústrias no Projeto Prioritário da ANEEL de Bônus Motores. Em 2018 foram apropriados R\$ 36,3 milhões para o Programa de eficiência energética (0,4%) e R\$ 9,1 milhões (0,1%) foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL. **(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 eletricistas. Em 2018, concluímos a formação de 45 novos eletricistas e 47 ainda estão em treinamento. Ao todo, foram 27 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 Projeto Arborização + Segura, firmando parceria com a prefeitura de Hortolândia, para revitalização da arborização urbana desse município, por meio da

substituição de árvores que ofereçam risco à população e à rede elétrica por espécies que demandem menos podas e convivam melhor com a rede.

7. Auditores independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Paulista 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
Revisão da ECD Contábil do ano calendário 2017	18/05/2018	24 meses
Treinamento IFRS	14/09/2018	Inferior a 1 ano
Assessoria tributária relacionadas as obrigações SISCOSEV e EFD Contribuições Pis/Cofins	04/10/2018	24 meses

Contratamos um total de R\$ 451 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 47% 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 Paulista 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 PAULISTA 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 Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista” 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 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 234 municípios do interior do Estado de São Paulo. Entre os principais estão Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto, atendendo a aproximadamente 4,5 milhões de consumidores.

(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 reapresentadas,

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;

- o termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- o 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 cinco 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 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\$ 3.026.780 (R\$ 2.626.291 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\$ 787.990 (R\$ 273.549 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\$ 27.960 (R\$ 18.453 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\$ 13.318 (R\$ 8.790 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\$ 13.932 (nota 23).

A Companhia possui ativos de infraestrutura da concessão que durante o período de construção, eram 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 cinco anos consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

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

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Saldos bancários	158.142	137.586
Aplicações financeiras	<u>39.437</u>	<u>576.210</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	84.310
Certificado de depósito bancário (b)	230	375.138
Operações compromissadas em debêntures (b)	39.207	-
Fundos de investimento (c)	-	116.762
Total	<u>197.579</u>	<u>713.796</u>

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

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

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	332.245	296.915	37.684	666.844	493.820
Industrial	89.412	35.972	36.035	161.419	166.011
Comercial	125.186	48.739	11.507	185.432	145.624
Rural	27.977	8.024	2.017	38.018	29.938
Poder público	37.564	6.954	945	45.462	47.062
Iluminação pública	32.277	4.783	1.101	38.161	33.237
Serviço público	51.849	11.914	2.240	66.002	52.998
Faturado	696.510	413.301	91.529	1.201.338	968.690
Não faturado	508.651	-	-	508.651	442.786
Parcelamento de débito de consumidores	87.024	13.290	13.821	114.136	101.999
Operações realizadas na CCEE	42.486	-	-	42.486	5.458
Concessionárias e permissionárias	4.426	-	-	4.426	5.164
Outros	226	-	-	226	357
	1.339.323	426.591	105.350	1.871.263	1.524.454
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(132.297)	(107.154)
Total				1.738.965	1.417.300
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	44.323	-	-	44.323	64.188
Operações realizadas na CCEE	5.003	-	-	5.003	5.003
	49.326	-	-	49.326	69.191
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				-	(9.306)
Total				49.326	59.886

Parcelamento de débitos de consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária.

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	(103.697)	(6.568)	(110.265)
Provisão revertida (constituída) líquida	(121.862)	(999)	(122.861)
Recuperação de receita	64.334	-	64.334
Baixa de contas a receber provisionadas	44.766	-	44.766
Saldo em 31/12/2017	(116.459)	(7.567)	(124.026)
Provisão revertida (constituída) líquida	(124.027)	(136)	(124.163)
Recuperação de receita	56.616	-	56.616
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	(27.674)	(286)	(27.960)
Baixa de contas a receber provisionadas	79.248	-	79.248
Saldo em 31/12/2018	(132.297)	(7.988)	(140.285)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.338	3.303
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.338	3.303
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	9.691	31.663
ICMS a compensar	44.052	39.387
Programa de integração social - PIS	869	1.259
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.012	3.803
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	2.138
Outros	81	86
Outros tributos a compensar	58.705	78.336
Total circulante	60.043	81.639
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	61.777	58.387
Imposto de renda e contribuição social a compensar	61.777	58.387
ICMS a compensar	58.240	60.894
Outros tributos a compensar	58.240	60.894
Total não circulante	120.017	119.281

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

Contribuição social a compensar - CSLL - No não circulante, refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela Companhia, transitada em julgado. A Companhia está aguardando decisão judicial (pendente de julgamento no STJ) para permissão do trâmite regular de habilitação do crédito junto à Receita Federal para realizar a compensação sistêmica e financeira do crédito.

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"	357.592	(56.314)	301.277	697.352	10.027	38.820	(164.196)	770.013	113.266	883.280
CVA (*)										
CDE (**)	(146.830)	(62.389)	(209.219)	127.553	139.805	(7.059)	-	83.225	(32.145)	51.080
Custos energia elétrica	828.750	(115.395)	713.355	271.355	(305.795)	43.394	(164.196)	309.246	248.867	558.113
ESS e EER (***)	(561.995)	43.458	(518.537)	(326.861)	410.829	(29.759)	-	(308.610)	(155.720)	(464.330)
Proinfa	(589)	(1.437)	(2.027)	3.220	(245)	115	-	244	819	1.063
Rede básica	(40.276)	1.448	(38.828)	39.724	22.364	12	-	33.913	(10.642)	23.271
Repasse de Itaipu	478.415	18.806	497.221	545.241	(385.671)	34.109	-	560.709	130.191	690.900
Transporte de Itaipu	(3.440)	1.414	(2.026)	17.570	(200)	310	-	16.175	(521)	15.654
Neutralidade dos encargos setoriais	(2.454)	22.645	20.190	(21.970)	(23.719)	(886)	-	(26.773)	389	(26.384)
Sobrecontratação	(193.989)	35.136	(158.852)	41.520	152.661	(1.416)	-	101.884	(67.972)	33.913
Outros componentes financeiros	(12.546)	(15.182)	(27.728)	(133.603)	67.348	(1.307)	-	(76.409)	(18.881)	(95.290)
Total	345.046	(71.496)	273.549	563.749	77.374	37.513	(164.196)	693.604	94.385	787.990
Ativo circulante			159.025							665.868
Ativo não circulante			114.523							122.121

(*) 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 Receita operacional líquida (ROL); (iii) recálculos de processos tarifários anteriores e (iv) efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1- Composição dos créditos fiscais:

	31/12/2018	31/12/2017
<u>Crédito de contribuição social</u>		
Bases negativas	-	4.716
Benefício fiscal do intangível incorporado	41.246	45.872
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	25.177	8.174
Subtotal	66.423	58.762
<u>Crédito de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	-	13.343
Benefício fiscal do intangível incorporado	114.572	127.421
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	69.938	22.707
Subtotal	184.510	163.471
Total	250.933	222.233

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 3,0%.

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	21.995	61.099	19.341	53.724
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	12.626	35.071	11.162	31.006
Provisão energia livre	6.859	19.054	6.509	18.081
Programas de P&D e eficiência energética	15.005	41.679	12.075	33.543
Provisão relacionada a pessoal	1.878	5.216	1.556	4.321
Derivativos	(13.541)	(37.613)	(23.344)	(64.844)
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(2.277)	(6.324)	(2.532)	(7.034)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(68.267)	(189.631)	(55.131)	(153.143)
Perdas atuariais (CPC)	21.612	60.035	21.612	60.035
Instrumentos financeiros (CPC)	(1.328)	(3.689)	(296)	(822)
Outros	865	2.403	-	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais (CPC)	29.750	82.639	17.222	47.840
Total	25.177	69.938	8.174	22.707

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	76.870
2020	66.508
2021	53.552
2022	34.657
2023	96.022
2024 a 2027	245.994
Total	573.602

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	952.019	952.019	404.050	404.050
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Realização correção monetária complementar	1.623	-	1.880	-
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.749)	(4.749)	(2.002)	(2.002)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	72.260	72.260	70.516	70.516
Juros sobre o capital próprio	(129.663)	(129.663)	(111.905)	(111.905)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	5.650	(2.828)	4.951	1.831
Base de cálculo	897.140	887.039	367.490	362.490
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	(80.742)	(221.760)	(33.074)	(90.622)
Corrente	(74.072)	(202.991)	(22.852)	(62.135)
Diferido	(6.670)	(18.769)	(10.222)	(28.487)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

Realização correção monetária complementar - Refere-se à depreciação da parcela de custo incremental da correção monetária complementar instituída pela Lei nº 8.200/1990, não dedutível para fins de apuração da contribuição social.

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 25.439 referem-se a (i) prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 18.059); (ii) benefício fiscal do intangível incorporado (R\$ 17.475) e (iii) receita de diferenças temporárias (R\$ 10.095).

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	220.573	220.573	(144.640)	(144.640)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(19.852)	(55.143)	13.018	36.160
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	7.324	20.345	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(12.527)	(34.798)	13.018	36.160

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2016	2.127.140
Adições	384.666
Ajuste ao valor justo	126.041
Baixas	<u>(11.556)</u>
Saldo em 31/12/2017	2.626.291
Adições	263.993
Ajuste ao valor justo	151.930
Baixas	<u>(15.433)</u>
Saldo em 31/12/2018	<u>3.026.780</u>

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	2.748	4.334	5.751	5.751
Cauções, fundos e depósitos vinculados	759	3.932	-	16.377
Ordens em curso	50.544	66.549	-	-
Serviços prestados a terceiros	6.110	4.448	-	-
Bens destinados a alienação	-	-	573	573
Despesas antecipadas	29.135	24.491	3.450	3.134
Contas a receber - CDE	91.967	102.536	-	-
Adiantamentos a funcionários	5.982	5.420	-	-
Outros	48.076	25.689	1.282	1.208
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	<u>(7.988)</u>	<u>(7.567)</u>	-	-
Total	<u>227.333</u>	<u>229.832</u>	<u>11.056</u>	<u>27.043</u>

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.

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 5.396 (R\$ 7.086 em 31 de dezembro de 2017), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 86.533 (R\$ 95.407 em 31 de dezembro de 2017) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 38 (R\$ 43 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\$ 480 (nota 23.3).

(12) INTANGÍVEL E ATIVO CONTRATUAL EM CURSO**12.1 Ativo Intangível**

	Direito de concessão		Outros ativos intangíveis	Total
	Infraestrutura de distribuição em serviço	Infraestrutura de distribuição em curso		
Saldo em 31/12/2016	1,815,478	237,007	2,465	2,054,951
Custo histórico	5,288,070	237,007	8,061	5,533,139
Amortização acumulada	(3,472,592)	-	(5,596)	(3,478,188)
Adições	-	753,782	-	753,782
Amortização	(236,050)	-	(359)	(236,409)
Transferência - intangíveis	311,950	(311,950)	-	-
Transferência - ativo financeiro	1,167	(385,833)	-	(384,666)
Baixa e transferência - outros ativos	(16,056)	-	-	(16,056)
Saldo em 31/12/2017	1,876,488	293,007	2,107	2,171,601
Custo histórico	5,489,460	293,007	8,061	5,790,528
Amortização acumulada	(3,612,972)	-	(5,954)	(3,618,927)
Amortização	(258,402)	-	(344)	(258,746)
Transferência - intangíveis	199,605	-	-	199,605
Transferência - ativo financeiro	22,739	-	-	22,739
Baixa e transferência - outros ativos	(18,286)	-	-	(18,286)
Adoção CPC 47 (nota 3)	-	(293,007)	-	(293,007)
Saldo em 31/12/2018	1,822,144	-	1,763	1,823,907
Custo histórico	5,563,906	-	8,061	5,571,967
Amortização acumulada	(3,741,762)	-	(6,298)	(3,748,060)

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\$ 6.459 a uma taxa média de 7,50% a.a. até abril de 2018 e 8,09% a.a. a partir de maio de 2018 (nota 26). Em 2017, foram capitalizados R\$ 7.728, a uma taxa de 8,17% em 2017.

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)	293.007
Adições	623.609
Transferência - intangíveis	(199.605)
Transferência - ativo financeiro	(286.732)
Saldo em 31/12/2018	430.279

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Encargos de serviço do sistema	26.427	-
Suprimento de energia elétrica	654.111	964.168
Encargos de uso da rede elétrica	83.546	99.987
Materiais e serviços	151.191	294.489
Energia livre	111.337	104.638
Total	1.026.612	1.463.281

(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	214.879	-	(51.526)	6.509	-	(6.624)	163.238
Pós Fixado							
TJLP/TLP	158.211	405.000	(66.150)	11.157	-	(10.537)	497.681
Selic	32.687	-	(7.931)	2.612	-	(770)	26.597
Outros	2.410	-	(513)	127	-	(129)	1.895
Total ao custo	408.187	405.000	(126.120)	20.405	-	(18.060)	689.412
Gastos com captação (*)	(5.364)	(10.818)	-	3.695	-	-	(12.487)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.823.241	800.700	(1.666.538)	46.734	227.779	(48.303)	1.183.614
Euro	-	188.500	-	504	(2.266)	(361)	186.378
Marcação a mercado	(18.985)	-	-	(6.063)	-	-	(25.048)
Total ao valor justo	1.804.257	989.200	(1.666.538)	41.175	225.513	(48.664)	1.344.944
Total	2.207.079	1.383.382	(1.792.658)	65.275	225.513	(66.724)	2.021.868
Circulante	1.351.141						372.081
Não Circulante	855.938						1.649.787

(*) 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 a.a.		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)	154.788	197.975	2011 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINAME	Pré fixado de 4,5%		8.450	16.904	2012 a 2019	Aval da CPFL Energia
			<u>163.238</u>	<u>214.879</u>		
Pós fixado						
TJLP/TLP						
FINEM	TJLP/TLP + de 2,06% a 4,74%	(b)	497.681	158.211	2012 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			<u>497.681</u>	<u>158.211</u>		
SELIC						
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(c)	26.597	32.687	2016 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			<u>26.597</u>	<u>32.687</u>		
Outros						
Outros	RGR (6% a 6,5%)		1.895	2.410	2013 a 2022	Recebíveis e notas promissórias
Total moeda nacional			<u>689.412</u>	<u>408.187</u>		
Gastos com captação (*)			<u>(12.487)</u>	<u>(5.364)</u>		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,8% e 1,55%		599.290	979.757	2017 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + 3,56%		584.324	843.485	2022 a 2023	Aval da CPFL Energia e nota promissória
			<u>1.183.614</u>	<u>1.823.242</u>		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,79%		186.378	-	2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado			<u>(25.048)</u>	<u>(18.985)</u>		
Total moeda estrangeira			<u>1.344.944</u>	<u>1.804.257</u>		
Total			<u>2.021.868</u>	<u>2.207.079</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) 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\$ 1.344.944 (R\$ 1.804.257 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\$ 25.048 (ganho de R\$ 18.985 em 31 de dezembro de 2017) compensados das perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 10.292 (perda de R\$ 17.154 em 31 de dezembro de 2017), contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total líquido de R\$ 14.756 (ganho total líquido de R\$ 1.831 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	398.191
2021	161.264
2022	567.660
2023	349.126
2024	51.889
2025 a 2027	142.670
Subtotal	1.670.802
Marcação a mercado	(21.014)
Total	1.649.787

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	Variação acumulada % a.a.		% da dívida	
	2018	2017	31/12/2018	31/12/2017
TJLP e TLP	6,72 e 7,42	7,00	24,61	7,17
CDI	6,40	6,89	66,52	81,72
Outros			8,87	11,11
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional:

FINEM VIII – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 953.392, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando financiar os investimentos em redes elétricas, previstos para os anos de 2019 e 2020. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 405.000 (R\$ 394.182 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 548.392 deverá ser liberado até março de 2020.

Moeda estrangeira – Lei 4.131:

Dólar – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 800.700 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Euro – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 188.500 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Pré-pagamento

No ano de 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 761.770 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).

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
Pós fixado						
CDI	522.134	1.380.000	(426.250)	119.672	(89.992)	1.505.564
IPCA	710.687	-	-	61.145	(29.471)	742.361
Total ao custo	1.232.821	1.380.000	(426.250)	180.817	(119.463)	2.247.926
Gastos com captação (*)	(14.957)	(979)	-	1.987	-	(13.950)
Total	1.217.864	1.379.021	(426.250)	182.804	(119.463)	2.233.976
Circulante	148.921					82.310
Não circulante	1.068.942					2.151.666

(*) 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 a.a.		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
CDI	CDI + 0,48% a 0,83% (1) (a)		1.505.564	522.134	2018 a 2021	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + de 4,42% a 5,05% (b)		742.361	710.687	2022 a 2025	Fiança da CPFL Energia
	Total		2.247.926	1.232.821		
	Gastos com captação (*)		(13.950)	(14.957)		
	Total		2.233.976	1.217.864		

Taxa efetiva a.a.:

(a) 106% do CDI | CDI + 0,89%

(b) IPCA + 4,42% a 5,05%

(1) A Companhia possui swap convertendo o custo da operação de variação de taxa de juros para taxas pré-fixadas entre 6,67% e 6,72%

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

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

Ano de vencimento

2020	22.440
2021	1.404.717
2022	222.382
2023	184.748
2024	184.748
2025 a 2027	132.631
Total	2.151.666

Adições no exercício:

9ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 1.380.000 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\$ 1.380.000 (R\$ 1.379.021 líquida dos gastos de emissão), com pagamento de juros semestrais. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Pré-pagamento

Em 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 308.396 da 7ª emissão de debêntures, cujo vencimento original era julho 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:

Atualmente vigora, para os funcionários um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, 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. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- b) Adoção de um modelo misto, a partir de 1 de novembro de 1997, que contempla:
 - Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável, que consiste em 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	5.123.238	4.615.061
Valor justo dos ativos do plano	(4.215.433)	(3.925.063)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>907.805</u>	<u>689.998</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 e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2016	4.524.008	(3.723.563)
Custo do serviço corrente bruto	707	-
Rendimento esperado no ano	-	(392.819)
Juros sobre obrigação atuarial	476.613	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	37	(37)
Contribuições de patrocinadoras	-	(50.308)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(137.872)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	225	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(6.993)	-
Benefícios pagos no ano	(379.536)	379.536
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2017	4.615.061	(3.925.063)
Custo do serviço corrente bruto	835	-
Rendimento esperado no ano	-	(359.588)
Juros sobre obrigação atuarial	421.083	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	24	(24)
Contribuições de patrocinadoras	-	(65.096)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(264.569)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	-
Benefícios pagos no ano	(398.907)	398.907
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2018	5.123.238	(4.215.433)

16.3 - 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 ano	689.998	800.445
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	62.330	84.501
Contribuições da patrocinadora vertidas no ano	(65.096)	(50.308)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(264.569)	(137.872)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	225
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	(6.993)
Passivo atuarial líquido no final do ano	907.805	689.998
Outras contribuições	12.924	14.436
Total passivo	920.729	704.435
Circulante	64.647	45.606
Não circulante	856.082	658.829

16.4 - Contribuições e benefícios esperados:

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2019 estão apresentadas no montante de R\$ 122.135.

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

<u>Ano de pagamento</u>	
2019	410.624
2020	423.081
2021	434.881
2022	446.071
2023 a 2027	2.869.682
Total	4.584.339

Em 31 de dezembro de 2018, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 9,3 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	925	835	707
Juros sobre obrigações atuariais	449.173	421.083	476.613
Rendimento esperado dos ativos do plano	(372.121)	(359.588)	(392.819)
Total da despesa (receita)	77.977	62.330	84.501

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:	5,56% a.a.	6,08% 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 as 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:

	2018	2017
Renda fixa	77%	77%
Títulos públicos federais	55%	53%
Títulos privados (instituições financeiras)	3%	4%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%
Outros investimentos de renda fixa	15%	17%
Renda variável	15%	15%
Fundos de investimento em ações	15%	15%
Investimentos estruturados	2%	3%
Fundos de investimento multimercado	2%	3%
Cotados em mercado ativo	94%	94%
Imóveis	3%	3%
Operações com participantes	1%	1%
Outros ativos	1%	1%
Depósitos judiciais e outros	1%	1%
Não cotados em mercado ativo	6%	6%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	Meta 2019
Renda Fixa	70,9%
Renda variável	9,6%
Imóveis	4,6%
Empréstimos e financiamentos	2,1%
Investimentos estruturados	5,8%
Investimentos no exterior	7,0%
	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 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 dos 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 do 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 baixos (alta), a obrigação de benefício teria aumento de R\$ 120.829 (redução de R\$ 115.987).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 119.802 (aumento de R\$ 118.129).

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.a.. 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 de mortalidade.

16.8 - Risco de investimento:

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

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 Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: *VaR*, *Tracking Risk*, *Tracking Error* e *Stress Test*.

A Política de Investimentos da 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

	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	884	693
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	-	121.949
Bandeiras tarifárias e outros	61.529	144.922
Total	62.412	267.563

Conta de desenvolvimento energético – CDE – O saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 65.038, (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 22.450 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\$ 34.461. 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 e o contas a receber – CDE (nota 11) no montante de R\$ 480.

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	8.210	708
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	1.957	949
Imposto de renda e contribuição social a recolher	10.167	1.657
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	225.908	178.747
Programa de integração social - PIS	10.678	11.470
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	49.272	52.831
Outros	14.069	10.150
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	299.927	253.198
Total circulante	310.094	254.855

(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	80.522	26.916	64.022	34.986
Cíveis	65.450	36.928	65.300	28.448
Fiscais				
FINSOCIAL	39.727	99.146	33.473	95.903
Imposto de renda	-	237.513	-	224.604
Outras	85.391	73.592	66.379	68.133
	<u>125.118</u>	<u>410.251</u>	<u>99.852</u>	<u>388.640</u>
Outros	2.814	-	7.506	-
Total	273.904	474.095	236.680	452.074

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	64.022	37.244	(13.522)	(20.329)	13.108	80.522
Cíveis	65.300	48.975	(15.712)	(44.948)	11.836	65.450
Fiscais	99.852	14.662	(88)	(374)	11.067	125.118
Outros	7.506	1.014	(2.164)	(3.776)	234	2.814
Total	236.680	101.894	(31.485)	(69.428)	36.243	273.904

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:**

FINSOCIAL - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991. A Companhia CPFL Paulista ingressou com ação rescisória para discutir a decisão proferida em ação ordinária sobre a legitimidade da cobrança das majorações das alíquotas do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991, as quais foram declaradas inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal (STF) para empresas que não são exclusivamente prestadora de serviços, situação em que se enquadra a Companhia, e que portanto deveria haver o recolhimento à alíquota de 0,5%.

Na época do ajuizamento da ação ordinária, a Companhia efetuou depósito judicial integral do valor considerado devido de FINSOCIAL (0,5%) e suas majorações (alíquotas de 1%, 1,2% e 2%).

Após decisão final do STF na ação rescisória da Companhia, ficou decidido que esta deveria retornar à instância inferior para comprovar sua condição de empresa vendedora de mercadorias. Desta forma, a Companhia apresentou manifestação requerendo o reconhecimento como tal e, conseqüentemente, o levantamento parcial do depósito judicial em seu favor, no que se refere ao valor da majoração das alíquotas (montante que ultrapassa 0,5%). Em 31 de dezembro de 2018 esta manifestação aguarda análise por parte das autoridades jurídicas.

Os assessores legais externos e a Administração classificam como (i) provável a chance de perda em relação ao valor depositado referente à alíquota de 0,5%, cujo montante em 31 de dezembro é de R\$ 39.727 e (ii) possível a chance de perda em relação ao valor referente à majoração das alíquotas no montante de R\$ 59.419.

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 vêm, 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\$ 82.789.

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	175.800	220.111	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	456.393	407.678	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.711.608	1.645.780	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatório	14.876	11.537	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	2.358.677	2.285.106	

Fiscais – há uma discussão referente à dedutibilidade para imposto de renda da despesa reconhecida em 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da Companhia perante a Fundação CESP no montante estimado de R\$ 1.226.965, em razão de ter sido objeto de renegociação e novação de dívida naquele exercício. A Companhia, baseada em consulta à Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB), obteve resposta favorável constante na Nota MF/SRF/COSIT/GAB nº 157 de 09 de abril de 1998, e tomou a dedutibilidade fiscal da despesa, gerando conseqüentemente prejuízo fiscal naquele exercício. A despeito da resposta favorável da RFB, a Companhia foi autuada pelas Autoridades Fiscais e, em duas execuções fiscais oriundas destas autuações, efetuou depósitos judiciais no valor de R\$ 206.874 e garantias financeiras (carta fiança e seguro garantia). Baseada na posição atualizada dos advogados que conduzem este caso, a opinião da Administração é que o risco de perda é possível.

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	36.651	30.868	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	67.959	76.065	70.067	58.235
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	40.229	31.254	24.038	28.672
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	16.757	7.700	-	-
Adiantamentos	5.068	4.301	309	517
Descontos tarifários - CDE	2.017	-	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	136	163	-	-
Folha de pagamento	5.144	4.986	-	-
Participação nos lucros	22.503	18.494	3.824	2.645
Convênios de arrecadação	40.188	34.587	-	-
Outros	9.107	6.799	136	-
Total	245.759	215.216	98.374	90.069

(*) 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.

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

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

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

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

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

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio Líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2018 e 2017 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	880.653.030	880.653.030	100,00
Ações em tesouraria	1	1	-
Total	880.653.031	880.653.031	100,00

21.1 – Aumento de capital

Na Assembléia Geral Extraordinária (“AGE”) de 27 de abril de 2018, foi aprovado o aumento de capital social, sem emissão de novas ações, nos termos da Lei nº 6.404/1976 artigo nº 297, no montante total de R\$ 350.000 integralizado pela CPFL Energia, referente a créditos relativos a adiantamentos para futuro aumento de capital (“AFAC”).

21.2 - Dividendo e Juros sobre 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) dividendo mínimo obrigatório, no montante de R\$ 49.798, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,056546882; (ii) dividendo adicional proposto, no montante de R\$ 23.201, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,026345749 e (iii) Juros sobre Capital Próprio proposto (“JCP”), no valor total de R\$ 111.905 (R\$ 95.120 líquido de IRRF), sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,127070877 (R\$ 0,108010246 líquido de IRRF).

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

- dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 24.597, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,027930064.
- declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 129.663 (R\$ 110.214 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,147235563 (R\$ R\$ 0,125150228 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.
- declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 397.190 atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ R\$ 0,451017274.

No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 100.120 referente a dividendos.

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

Na 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\$ 404.298 para a conta de Lucros Acumulados.

21.4 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao “Benefício Fiscal do Intangível Incorporado” oriundo da incorporação da antiga controladora DOC 4, conforme mencionado na nota 9.2.

21.5 - Reserva de lucros

É composta por:

- (i) Reserva legal no montante de R\$ 81.435;
- (ii) Reserva de retenção de lucros para investimentos no montante de R\$ 109.658.
- (iii) Reserva estatutária – reforço de capital de giro de R\$ 442.645.

21.6 – Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- (i) entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 586.695 (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\$ 14.018 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

21.7 – Destinação do lucro líquido do exercício

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

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

	<u>2018</u>
Lucro líquido do exercício	649.516
Reversão da reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	404.298
Efeitos negativos da adoção inicial do CPC 48	<u>(27.244)</u>
Lucro líquido base para destinação	1.026.570
Reserva legal	(32.476)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(442.645)
Juros sobre capital próprio	(129.663)
Dividendo mínimo obrigatório	(24.597)
Dividendo adicional proposto	(397.190)

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\$ 442.645 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	649.516	280.354
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	880.653.031	731.385.202
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais	-	149.267.828
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	0,74	0,31
Lucro líquido básico e diluído por ação preferencial - R\$	-	0,34

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	4.099.029	3.988.236	9.426	9.186	6.029.255	5.261.739
Industrial	28.457	29.345	2.548	2.759	1.482.939	1.530.911
Comercial	245.316	248.997	4.210	4.306	2.573.768	2.427.669
Rural	81.620	80.878	1.264	1.195	458.152	385.181
Poderes públicos	27.827	27.786	730	733	414.286	385.946
Iluminação pública	8.529	8.171	1.002	989	377.005	318.945
Serviço público	4.888	4.771	1.270	1.205	628.423	557.084
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	-	(42.647)
Fornecimento faturado	4.495.666	4.388.184	20.450	20.373	11.963.827	10.824.828
Consumo próprio	475	460	21	20	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	52.840	(87.716)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(4.462.163)	(3.895.984)
Fornecimento de energia elétrica	4.496.141	4.388.644	20.471	20.393	7.554.504	6.841.128
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			69	63	20.946	14.335
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(6.722)	(5.956)
Energia elétrica de curto prazo	-	-	861	2.579	297.983	664.123
Suprimento de energia elétrica			931	2.642	312.207	672.502
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					4.468.886	3.901.940
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.264.966	1.111.478
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(13.932)	-
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					-	(15.357)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					655.417	807.317
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					641.124	793.583
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					145.952	123.380
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					547.366	509.262
Outras receitas e rendas					241.190	141.538
Outras receitas operacionais					7.950.969	7.373.141
Total da receita operacional bruta					15.817.680	14.886.770
Deduções da receita operacional						
ICMS					(2.398.068)	(2.199.598)
PIS					(248.060)	(230.611)
COFINS					(1.142.581)	(1.062.071)
ISS					(383)	(367)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.870.272)	(1.482.318)
Programa de P & D e eficiência energética					(90.673)	(83.804)
PROINFRA					(72.259)	(70.520)
Bandeiras tarifárias e outros					(92.783)	(422.613)
Outros					(10.031)	(8.271)
					(5.925.110)	(5.560.175)
Receita operacional líquida					9.892.570	9.326.596

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 novembro de 2017, 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 – Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”), e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.381, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 12,68%, sendo 8,67% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,01% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 16,90%.

Em 04 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.217, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2017, em -0,80%, sendo 2,13% referentes ao reajuste tarifário econômico e -2,93% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -10,50%.

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 -15,28% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente no mês de 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\$ 547.366 (R\$ 509.262 no exercício de 2017), sendo: (i) R\$ 33.481 (R\$ 43.834 em 2017) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 477.375 (R\$ 428.581 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 475 (R\$ 36.847 em 2017) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 36.035 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\$ 576.367. Deste montante R\$ 164.196, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 412.171 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\$ 61.522, 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 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
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	4.854	5.315	1.164.591	1.060.763
Energia de curto prazo	1.373	192	520.450	33.355
PROINFA	503	512	155.895	145.860
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	18.422	20.708	4.539.824	5.322.344
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(563.417)	(607.015)
Subtotal	25.152	26.727	5.817.342	5.955.308
<u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			872.352	652.021
Encargos de transporte de itaipu			116.204	72.180
Encargos de conexão			25.021	21.419
Encargos de uso do sistema de distribuição			23.936	15.495
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			(49.536)	(211.673)
Encargos de energia de reserva - EER			61.295	-
Crédito de PIS e COFINS			(97.057)	(50.823)
Subtotal			952.214	498.618
Total			6.769.557	6.453.927

(*) Conta de energia de reserva

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Despesas Operacionais				Total			
	2018	2017	2018	2017	Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
Pessoal	280.520	276.625	-	2	54.284	57.338	72.195	72.362	-	-	406.999	406.327
Entidade de previdência privada	62.330	84.501	-	-	-	-	-	-	-	-	62.330	84.501
Material	67.666	65.282	611	389	1.612	(3.583)	5.778	11.638	-	-	75.667	73.726
Serviços de terceiros	129.370	123.674	1.612	1.217	121.275	122.966	141.301	125.577	-	-	393.559	373.433
Amortização	227.316	203.687	-	-	1.182	1.011	29.577	31.099	-	-	258.074	235.798
Custos com construção da infraestrutura	-	-	655.417	807.317	-	-	-	-	-	-	655.417	807.317
Outros	(3.391)	12.012	(3)	(3)	106.406	96.574	108.382	126.362	30.645	32.099	242.038	267.043
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	41.272	37.955	-	-	-	-	41.272	37.955
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	67.547	58.527	-	-	-	-	67.547	58.527
Arrendamentos e alugueis	-	-	-	-	-	-	2.605	2.684	-	-	2.605	2.684
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	12	-	5.424	5.605	-	-	5.436	5.605
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	80.954	104.969	-	-	80.954	104.969
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	1.326	1.217	-	-	1.326	1.217
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	30.668	32.281	30.668	32.281
Outros	(3.391)	12.012	(3)	(3)	(2.425)	92	18.074	11.887	(23)	(182)	12.232	23.806
Total	763.810	765.780	657.637	808.921	284.758	274.306	357.233	367.038	30.645	32.099	2.094.084	2.248.144

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2018	2017
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	33.043	110.034
Acréscimos e multas moratórias	124.275	118.387
Atualização de créditos fiscais	4.861	5.665
Atualização de depósitos judiciais	22.159	29.703
Atualizações monetárias e cambiais	35.138	17.730
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	22.573	12.358
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	37.513	-
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(17.046)	(16.910)
Outros	16.119	15.333
Total	278.636	292.301
Despesas		
Encargos de dívidas	(232.650)	(242.843)
Atualizações monetárias e cambiais	(91.502)	(197.052)
(-) Juros capitalizados	6.459	7.728
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	-	(40.919)
Outros	(37.853)	(39.690)
Total	(355.546)	(512.776)
Resultado financeiro	(76.911)	(220.475)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,50% a.a. até abril de 2018 e, a partir de maio de 2018 a taxa média é de 8,09% a.a. sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 201.792 no exercício de 2018 (perdas de R\$ 114.718 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:

- a) **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.
- b) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** - A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

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

A 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 e faturas de compra de energia com a CPFL Geração e faturas de prestação de serviço com a CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos, TI Nect Serviços de Informática e Nect Serviços Administrativos, cujos vencimentos originais eram de agosto a dezembro de 2017.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 6.186 (R\$ 7.177 em 2017). Este valor é composto por R\$ 4.526 (R\$ 5.942 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 160 (R\$ 166 em 2017) de benefícios pós-emprego e R\$ 1.500 (R\$ 1.069 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:

Empresas	Despesa / Custo	
	2018	2017
Encargos - Rede básica		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	65.446	37.660

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia, 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.	-	223	-	29	-	-	(120)	(2.468)
CPFL Brasil Varejista S.A.	1	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Companhia Piratininga de Força e Luz	1.191	557	2.173	695	-	-	2.613	407
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	-	-	-	-	-	-	(643)
Companhia Leste Paulista de Energia (*)	-	-	-	-	-	-	-	(184)
Companhia Sul Paulista de Energia (*)	-	-	-	-	-	-	-	(243)
Companhia Jaguari de Energia	794	132	282	22	-	-	(4.358)	(84)
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	-	-	-	-	-	-	(125)
Rio Grande Energia S.A. (**)	1.619	352	176	28	-	-	(6.138)	(4.455)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	1.580	-	446	-	-	-	(10.270)	(10)
CPFL Geração de Energia S.A.	-	217	-	39	-	-	(113)	(2.232)
CPFL Energia S.A.	103	203	-	-	-	-	(595)	(2.401)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	5	79	5	4	-	-	-	(920)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	5	7	-	51	-	-	39	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(21)	(25)
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(4)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	(4)	(3)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	241	239	-	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	7	6	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	-	-	875	866	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	-	-	-	-	13	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia (*)	-	-	-	-	-	2	-	-
Companhia Jaguari de Energia	-	-	-	-	33	12	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	-	-	-	-	4	-	-
Rio Grande Energia S.A. (**)	-	-	-	-	41	49	-	-
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	30	-	-	-	45	17	8	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	236	233	-	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	3	3	-	-
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	-	-	33	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	31	-	-	-	217	250	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	47	47	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	652	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	7	6	-	-
Adiantamentos - AFAC								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	350.000	-	-	-	-
Contrato de Mútuo								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	100.429	-	-	205	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	80.343	-	-	468	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	202.810	-	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual em curso, materiais e prestação de serviço								
Companhia Jaguari de Energia	4	-	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A.	12	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	125.329	73.661	9.243	12.663	-	40	50.827	35.728
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	21	-	2.373	11.044	-	-	25.250	24.489
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	509	9.231	-	-	18.853	17.871
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	3.008	32.214
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	74	-	-	-	150	173
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	685	12.631	-	-	25.688	25.243
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	36	54	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	20	-	-	-	425	-	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Piratininga de Força e Luz	1.368	1.596	-	-	17.168	17.697	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	11.674	73.657	-	-	148.138	139.770
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	26	19	-	-	231	223
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	7.786	10.707	15	-	76.946	83.295
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	336	326	-	-	3.490	3.384
Campos Novos Energia S.A.	-	-	56.654	33.590	-	-	229.888	201.536
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	9.810	27.341	-	-	122.938	107.139
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	25.236	23.720	-	-	305.768	268.763
CPFL Renováveis - Consolidado	629	466	402	584	4.697	4.635	6.365	6.601
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	212	275	-	-	9.624	9.459
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	10.864	3.931
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	59	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	126	-	-	12	126
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	119	-	-	10	119
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	190	-	-	14	215
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.327	1.165

(*) As informações referente ao resultado de 2018 estão apresentadas na Companhia Jaguari 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:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2018</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	1.412.469
Transporte	Transporte nacional	180.092
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	88.879
Automóveis	Cobertura para terceiros	5.203
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	49.855
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
Total		<u>1.977.997</u>

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 de energia 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 conseqüente 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	197.579	197.579
Derivativos	30	(a)	Nível 2	146.391	146.391
Ativo financeiro da concessão	10	(a)	Nível 3	3.026.780	3.026.780
			Total	3.370.750	3.370.750
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	676.924	676.924
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14 (**)	(a)	Nível 2	1.344.944	1.344.944
Debêntures - principal e encargos	15	(b)	Nível 2 (***)	2.233.976	2.240.329
Derivativos	30	(a)	Nível 2	6.231	6.231
			Total	4.262.075	4.268.428

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 6.063 em 2018 (um ganho de R\$ 347 em 2017).

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

Legenda

Categoria / Mensuração:

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurado 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 e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo financeiro setorial.

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 R\$ 151.930 (R\$ 126.041 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 (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)			Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	146.390	-	146.390	153.704	(7.314)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,8% e 1,55%) ou (2,74% a 3,56%)	105,5% a 116% do CDI	mar/19 a ago/23	1.023.016
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	-	(6.231)	(6.231)	(3.253)	(2.978)	Euro + 0,79%	103,5% do CDI	fev/22	188.500
Total	146.390	(6.231)	140.160	150.451	(10.292)				
Circulante	65.435	-							
Não circulante	80.955	(6.231)							

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

⁽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 conforme ocorre a amortização.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

Derivativos	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e	Liquidação	Saldo em 31/12/2018
		marcação a mercado		
Para dívidas designadas a valor justo	258.941	200.576	(309.066)	150.451
Para dívidas não designadas a valor justo	434	(4.785)	4.351	-
Marcação a mercado (*)	(15.695)	5.403	-	(10.292)
Total	243.680	201.194	(304.715)	140.160

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) ganho de R\$ 6.862 para as dívidas designadas a valor justo, (ii) perda de R\$ 1.459 para as dívidas não designadas a valor justo

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

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2018 e 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)		Ganho (Perda) no resultado abrangente
	2018	2017	2018
Variação de taxas de juros	(4.784)	304	-
Marcação a mercado	(1.408)	2.268	(51)
Variação cambial	200.576	(89.612)	-
Marcação a mercado	7.409	(27.678)	(547)
Total	201.792	(114.718)	(597)

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	(1.164.115)		(34.550)	265.116	564.783
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.190.828		35.343	(271.200)	(577.743)
	<u>26.713</u>	baixa dolar	<u>793</u>	<u>(6.084)</u>	<u>(12.960)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(180.829)		(11.435)	36.631	84.697
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	184.784		11.685	(37.432)	(86.550)
	<u>3.955</u>	baixa euro	<u>250</u>	<u>(801)</u>	<u>(1.853)</u>
Total	<u><u>30.668</u></u>		<u><u>1.043</u></u>	<u><u>(6.885)</u></u>	<u><u>(14.813)</u></u>
Efeitos no resultado abrangente acumulado			760	(4.715)	(10.190)
Efeitos no resultado do exercício			283	(2.170)	(4.623)

(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	139.342				9.155	11.443	13.732
Instrumentos financeiros passivos	(1.505.564)				(98.916)	(123.644)	(148.373)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.235.453)				(81.169)	(101.462)	(121.754)
	(2.601.675)	alta CDI	6,40%	6,57%	(170.930)	(213.663)	(256.395)
Instrumentos financeiros passivos	(497.681)				(34.987)	(26.240)	(17.493)
	(497.681)	alta TJLP e TLP	6,72% e 7,42%	7,03%	(34.987)	(26.240)	(17.493)
Instrumentos financeiros passivos	(742.361)				(24.795)	(18.596)	(12.397)
Ativo financeiro da concessão	3.026.780				101.094	75.821	50.547
	2.284.419	baixa IPCA	3,69%	3,34%	76.299	57.225	38.150
Ativos e passivos financeiros setoriais	787.989				51.613	38.710	25.807
Instrumentos financeiros passivos	(26.597)				(1.742)	(1.307)	(871)
	761.392	baixa SELIC	6,40%	6,55%	49.871	37.403	24.936
Total	(53.545)				(79.747)	(145.275)	(210.802)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					7	8	10
Efeitos no resultado do exercício					(79.754)	(145.283)	(210.812)

(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\$ 11.345.

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	1.019.259	7.353	-	-	-	-	1.026.612
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	11.626	194.277	279.123	750.101	987.986	225.332	2.448.445
Derivativos	30	-	30	159	532	6.300	-	7.021
Debêntures - principal e encargos	15	48.658	46.242	67.360	1.680.441	477.923	361.361	2.681.985
Taxas regulamentares	17	62.412	-	-	-	-	-	62.412
Outros	20	55.461	23.059	15.076	-	-	-	93.596
Consumidores e concessionárias		15.273	21.378	-	-	-	-	36.651
EPE / FNDCT / PROCEL		-	1.681	15.076	-	-	-	16.757
Convênio de arrecadação		40.188	-	-	-	-	-	40.188
Total		1.197.416	270.961	361.718	2.431.074	1.472.209	586.693	6.320.071

(31) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2018, um valor de R\$ 6.459 (R\$ 7.728 em 2017) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 26).

Em 2018 ocorreu a capitalização do AFAC no valor R\$ 350.000 (nota 21.1).

(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	950	642	-	-	1.592
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 9 anos	4.413.391	9.248.634	10.042.709	19.331.135	43.035.869
Compra de energia de Itaipu	Até 9 anos	1.202.965	2.383.271	2.527.967	5.867.793	11.981.996
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 9 anos	1.009.195	2.757.827	3.617.838	7.253.711	14.638.571
Projetos de construção de subestação	Até 1 ano	110	-	-	-	110
Total		6.626.611	14.390.374	16.188.514	32.452.639	69.658.138

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

OSVALDO CIA
Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Administrativo

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor de Operações

ROBERTO SARTORI
Diretor Comercial

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
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 Paulista de Força e Luz
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Paulista 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 Paulista 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.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos 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



Thiago Rodrigues de Oliveira
Contador CRC 1SP259468/O-7

Demonstrações Contábeis Regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Balanço 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		4.006.663	4.093.936
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	197.579	713.796
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	1.738.965	1.417.300
Serviços em Curso		51.047	66.549
Tributos Compensáveis	7	60.043	81.639
Almoxarifado Operacional		8.798	8.191
Investimentos Temporários		759	3.932
Ativos Financeiros Setoriais	8	1.708.509	1.437.493
Despesas Pagas Antecipadamente		29.135	24.491
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	65.435	205.685
Outros Ativos Circulantes	10	146.392	134.861
Ativos de Operações Descontinuadas		687	687
Bens Destinados à Alienação		687	687
Ativo Não Circulante		9.204.181	7.686.814
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	49.326	59.886
Tributos Compensáveis	7	120.017	119.281
Depósitos Judiciais e Cauções	17	474.095	452.074
Investimentos Temporários		-	16.377
Tributos Diferidos	9	13.936	364.603
Ativos Financeiros Setoriais	8	454.192	493.943
Despesas Pagas Antecipadamente		3.450	3.134
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	80.955	63.119
Outros Ativos Não Circulantes	10	7.033	6.958
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		228	254
Imobilizado	11	7.643.093	5.810.315
Intangível	11	357.856	296.871
Total do Ativo		13.211.530	11.781.437

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Passivo			
Passivo Circulante		3.449.360	5.299.236
Fornecedores	12	1.026.612	1.463.281
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	454.391	1.680.833
Obrigações Sociais e Trabalhistas		67.504	61.857
Benefício Pós-Emprego	14	64.647	45.606
Tributos	16	310.094	254.855
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	20	202.810	49.798
Encargos Setoriais	15	187.495	382.583
Passivos Financeiros Setoriais	8	1.042.640	1.278.468
Instrumentos Financeiros Derivarivos	28	-	5.236
Outros Passivos Circulantes	18	93.166	76.717
Passivo Não Circulante		7.391.251	5.388.164
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	3.801.453	1.924.881
Benefício Pós-Emprego	14	856.082	658.829
Provisão para Litígios	17	273.904	236.680
Encargos Setoriais	15	94.105	86.907
Passivos Financeiros Setoriais	8	332.071	379.419
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	6.231	19.888
Outros Passivos Não Circulantes	18	4.268	353.162
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	2.023.136	1.728.398
Total do Passivo		<u>10.840.611</u>	<u>10.687.400</u>
Patrimônio Líquido			
Capital Social		1.273.423	923.423
Reservas de Capital		179.192	179.192
Outros Resultados Abrangentes		392.482	(265.044)
Reservas de Lucros		81.435	48.959
Lucros ou prejuízos Acumulados		47.197	89.186
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		397.190	118.321
Total do Patrimônio Líquido	20	<u>2.370.919</u>	<u>1.094.037</u>
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		<u>13.211.530</u>	<u>11.781.437</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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	14.801.956	13.827.578
Fornecimento de Energia Elétrica		7.554.504	6.825.771
Suprimento de Energia Elétrica		14.223	8.379
Energia Elétrica de Curto Prazo		297.983	664.123
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		5.733.852	5.013.418
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		641.124	793.583
Serviços Cobráveis		12.903	13.043
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		547.366	509.262
Tributos		(3.789.093)	(3.492.648)
ICMS		(2.398.068)	(2.199.598)
PIS-PASEP		(248.060)	(230.611)
COFINS		(1.142.581)	(1.062.071)
ISS		(383)	(367)
Encargos - Parcela "A"		(2.136.155)	(2.067.527)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(45.405)	(41.902)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(45.405)	(41.902)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(1.870.272)	(1.482.318)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(10.031)	(8.271)
Outros Encargos		(165.042)	(493.133)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		8.876.708	8.267.404
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(6.747.194)	(6.453.927)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(5.794.980)	(5.955.308)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(952.214)	(498.618)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		2.129.514	1.813.477
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(1.430.885)	(1.386.882)
Pessoal e Administradores	23	(469.329)	(490.828)
Material		(75.667)	(73.726)
Serviços de Terceiros		(393.559)	(373.433)
Arrendamento e Aluguéis		(2.605)	(2.684)
Seguros		(2.039)	(1.885)
Doações, Contribuições e Subvenções		(1.326)	(1.217)
Provisões		(67.177)	(90.525)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(67.547)	(58.527)
(-) Recuperação de Despesas		15.741	15.866
Tributos		(7.143)	(6.651)
Depreciação e Amortização		(429.247)	(300.461)
Depreciação		(398.619)	(271.836)
Amortização		(30.628)	(28.625)
Gastos Diversos		(95.709)	(96.091)
Outras Receitas Operacionais		239.500	134.131
Outras Despesas Operacionais		(74.777)	(40.853)
Resultado da Atividade		698.629	426.595
Resultado Financeiro	24	(91.352)	(220.475)
Receitas Financeiras		627.481	358.352
Despesas Financeiras		(718.832)	(578.827)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		607.278	206.120
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(185.290)	(56.400)
Resultado Líquido do Exercício		421.987	149.720
Atribuível aos Acionistas Controladores		421.987	149.720

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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	421.987	149.720
Outros Resultados Abrangentes		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(173.247)	95.462
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(173.247)	95.462
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>248.740</u>	<u>245.182</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	248.740	245.182

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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	421.987	149.720
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	30.628	28.624
Depreciação	398.619	271.836
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	66.068	42.168
Imposto de renda e Contribuição social	185.290	56.400
Juros e variações monetárias	232.393	419.015
Obrigações pós-emprego	62.330	84.501
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	67.547	58.527
Provisões para litígios	78.906	107.630
	1.543.768	1.218.422
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(406.191)	(18.337)
Depósitos vinculados a litígios	138	(235.993)
Tributos compensáveis	20.860	(18.016)
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	10.569	(22.845)
Ativos financeiros setoriais	(113.372)	(1.009.979)
Outros ativos operacionais	(20.312)	30.852
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(205.151)	98.842
Fornecedores	(436.669)	250.975
Passivos financeiros setoriais	(363.556)	355.409
Obrigações pós-emprego	(66.610)	(48.785)
Salários e encargos sociais	1.637	(1.138)
Tributos e contribuição social	25.210	(60.219)
Provisões para litígios pagos	(69.428)	(95.250)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	2.017	(2.430)
Outros passivos operacionais	47.519	(2.789)
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(29.570)	438.719
Encargos de dívidas pagos	(186.187)	(409.519)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(266.625)	(83.328)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(482.382)	(54.128)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(1.387.220)	(883.793)
Participação financeira do consumidor	770.739	138.351
Títulos e valores mobiliários adquiridos	15.859	714
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(600.621)	(744.728)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	2.762.403	685.463
Empréstimos e financiamentos pagos	(2.218.907)	(1.900.200)
Liquidação de operações com derivativos	304.716	(26.256)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(100.120)	(2.228)
Aumento de capital	-	350.000
Operações de mútuo com a controladora	(181.305)	180.783
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	566.787	(712.438)
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	(516.216)	(1.511.295)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	713.796	2.225.091
No fim do exercício	197.579	713.796

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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

	Resultado Abrangente Acumulado			Reserva de		Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros resultados Abrangentes	Reserva legal			
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	905.948	196.667	199.671	(508.909)	34.941	2.228	87.122	917.667
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	149.720	149.720
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	95.462	-	-	-	95.462
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(77.678)	-	-	-	77.678	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	26.410	-	-	-	(26.410)	-
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	17.475	(17.475)	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	14.018	-	(14.018)	-
Transações de capital com os acionistas								
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	23.201	(23.201)	-
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	95.120	(111.905)	(16.785) ⁽¹⁾
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(49.798)	(49.798)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(2.228)	-	(2.228)
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	923.423	179.192	148.403	(413.448)	48.959	118.321	89.186	1.094.037
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	421.987	421.987
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(173.247)	-	-	-	(173.247)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(209.701)	-	-	-	209.701	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	71.299	-	-	-	(71.299)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	969.176	-	-	-	-	969.176
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	-
Adoção de nova metodologia para cálculo da provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	-	-	-	-	(18.453)	(18.453)
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	350.000	-	-	-	-	-	-	350.000
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	32.476	-	(32.476)	-
Transações de capital com os acionistas								
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	397.190	(397.190)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(129.663)	(129.663)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(24.597)	(24.597)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(118.321)	-	(118.321)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	1.273.423	179.192	979.177	(586.695)	81.435	397.190	47.197	2.370.919

(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 2017 em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" ou "Companhia" ou "Concessionária") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2018, a CPFL Paulista cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 4,5 milhões de clientes, em 234 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 0,4% em relação ao exercício de 2017. Destaca-se a classe residencial, que registrou um crescimento de 2,6% ante 2017.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais 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 Paulista distribui energia elétrica para aproximadamente 10,2 milhões de pessoas, numa área que abrange 234 municípios do Estado de São Paulo, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. Atende atualmente 4,5 milhões de consumidores cativos e 1.412 consumidores livres. Em 2018, a Concessionária distribuiu 20.519 GWh ao mercado cativo e 10.304 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2018 foram faturadas 107.482 unidades consumidoras a mais que em 2017. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial. Nas classes comercial e industrial houveram reduções de 3.681 e 888 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada em 2017.

Consumidores	Número de Consumidores				
	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial	3.716.283	3.809.585	3.905.376	3.988.236	4.099.029
Comercial	263.424	258.146	253.763	248.997	245.316
Industrial	32.037	31.302	30.222	29.345	28.457
Rural	77.372	78.866	80.226	80.878	81.620
Poderes Públicos	27.159	27.641	28.029	27.786	27.827
Iluminação Pública	7.249	7.584	8.096	8.171	8.529
Serviço Público	4.380	4.529	4.667	4.771	4.888
Total	4.127.904	4.217.653	4.310.379	4.388.184	4.495.666
Variação		2,2%	2,2%	1,8%	2,4%

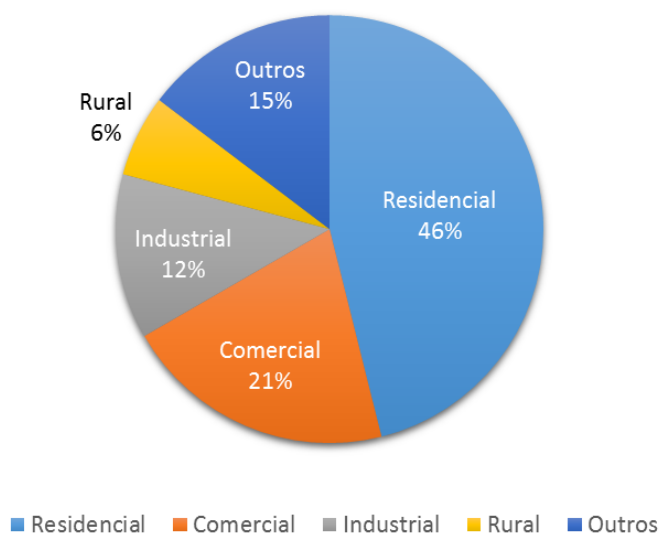
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Paulista, no período de janeiro a dezembro de 2018, totalizou 30.824 GWh, sendo 20.519 GWh para o mercado cativo (20.436 GWh em 2017) e 10.304 GWh para o mercado livre (9.776 GWh em 2017).

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 7,6% e 2,2%, respectivamente. Este desempenho ainda reflete a migração de clientes para o mercado livre.

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

Mercado Atendido - GWh					
	2014	2015	2016	2017	2018
Energia Faturada	22.832	22.048	21.122	20.436	20.519
Fornecimento	22.770	21.989	21.068	20.373	20.450
Residencial	9.192	9.027	8.938	9.186	9.426
Comercial	5.323	5.187	4.799	4.306	4.210
Industrial	4.142	3.834	3.318	2.759	2.548
Rural	1.212	1.086	1.143	1.195	1.264
Poderes Públicos	763	752	717	733	730
Iluminação Pública	914	931	970	989	1.002
Serviço Público	1.224	1.172	1.184	1.205	1.270
Suprimento p/ agentes de distribuiç	62	59	54	63	69
Uso da Rede de Distribuição	8.687	8.206	8.414	9.776	10.304
Consumidores Livres/Dist./Ger.	8.687	8.206	8.414	9.776	10.304
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0
Total	31.519	30.254	29.536	30.212	30.824
Variação		-4,0%	-2,4%	2,3%	2,0%

Consumo por classe de consumidores - 2018

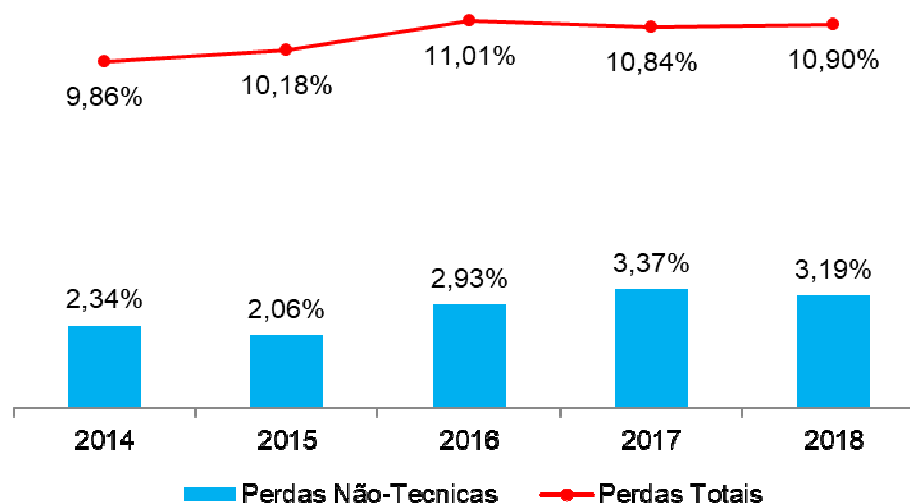


Perdas – A CPFL Paulista tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate a fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de

perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2017 e 2018 foi de 10,84% e 10,90%, respectivamente, 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, 9,32% e 9,45%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2018 recuperou 273,8 GWh, por intermédio de 268 mil inspeções.

Balço Energético					
Energia Requerida	2014	2015	2016	2017	2018
Venda de Energia	22.853	22.068	21.142	20.456	20.540
Fornecimento	22.791	22.010	21.088	20.393	20.471
Suprimento p/ agentes de distribuição	62	59	54	63	69
Consumidores Livres/Dist./Ger.	8.636	8.175	8.522	9.905	10.344
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	31.489	30.243	29.664	30.361	30.884
Perdas na Rede Básica	547	559	527	571	559
Perdas na Distribuição	2.898	2.869	3.142	3.120	3.221
Perdas Técnicas	2.081	2.175	2.165	1.971	2.116
Perdas não Técnicas - PNT	817	694	978	1.149	1.105
PNT / Energia Requerida %	2,34%	2,06%	2,93%	3,37%	3,19%
Perdas Totais - PT	3.446	3.427	3.669	3.691	3.780
PT / Energia Requerida %	9,86%	10,18%	11,01%	10,84%	10,90%
Total	34.935	33.671	33.334	34.052	34.664



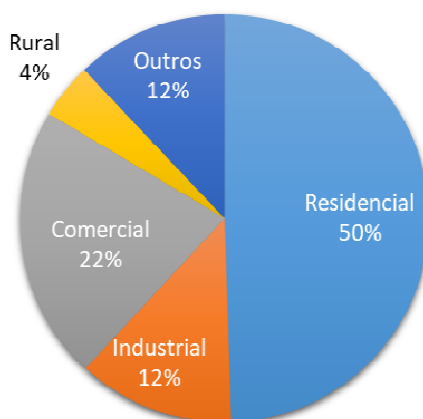
Importante observar que o índice de perdas resultante e mostrado na tabela anterior **não é o utilizado para fins regulatórios ou divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas

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\$ 9.086 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2018	2017	%
Residencial	4.495.400	3.936.679	14,19%
Industrial	1.127.408	1.160.900	-2,89%
Comercial	1.969.031	1.864.019	5,63%
Rural	400.507	337.480	18,68%
Outros	1.093.938	979.912	11,64%
Total	9.086.284	8.278.990	9,75%

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 2,4 % sobre o mesmo mês de 2017, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2018	2017	%
Residencial	4,099,029	3,988,236	2.8%
Comercial	245,316	248,997	-1.5%
Industrial	28,457	29,345	-3.0%
Rural	81,620	80,878	0.9%
Outros	41,244	40,728	1.3%
Total	4,495,666	4,388,184	2.4%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2018, atingiu R\$ 444,32/MWh, com um aumento de 9,3% com relação a 2017. Tal variação decorre do efeito do Revisão Tarifária Periódica (RTP), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.381, de 3 de abril de 2018, vigente de 8 de abril de 2018 a 7 de abril de 2019.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	476,92
Industrial	442,39
Comercial	467,70
Rural	316,89
Outros	364,43

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\$	509,07	582,49	690,36

Para as tarifas por faixa de consumo da CPFL Paulista, 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	6.92	4.87
2015	7.76	4.89
2016	7.62	5.00
2017	7.14	4.94
2018	6.17	4.01

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.

Na CPFL Paulista, essa estrutura é composta por 47 agências de atendimento, 192 agentes credenciados e 1.494 imobiliárias, responsáveis por 7,36 milhões de atendimentos (serviços gerados) em 2018.

Além das Agências de Atendimento presencial e 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)** CWSi Paulista **(ii)** Portal Financeiro **(iii)** eSocial - Fase 2017 **(iv)** Risco de Mercado (MRA/MTM) **(v)** Catálogo de cursos UC **(vi)** Atualização Nota Fiscal Eletrônica - versão 4.0 **(vii)** Arquivo Eletrônico de tributos **(viii)** Ariba **(ix)** Entrega da Obrigação Fiscal do Reinf (SAP TDF) **(x)** Prontuário Eletrônico **(xi)** Sistema para apurar, sob demanda, as cargas para os esquemas PCMC e ERAC do NOS **(xii)** 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.

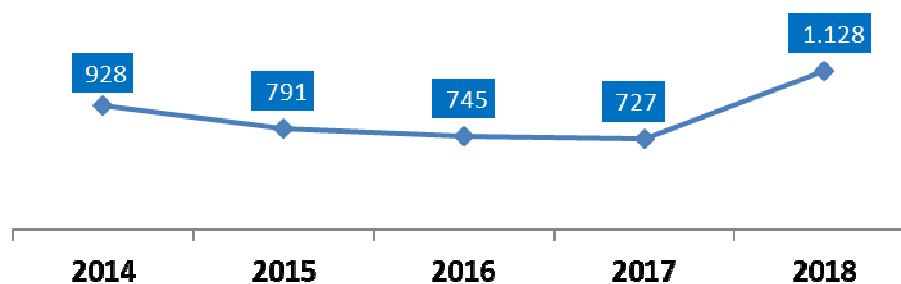
Em 2018, a CPFL Paulista alcançou receita líquida de R\$ 8.877 milhões, um aumento de 7,4% (R\$ 609 milhões), em decorrência principalmente da: i) aumento na receita de Fornecimento de energia (R\$ 729 milhões); (ii) aumento na receita referente à Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 720 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados pela (i) redução na receita de Energia elétrica de curto prazo (R\$ 366 milhões), (ii) pela variação de R\$ 152 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, (iii) pelo aumento dos encargos da parcela A (R\$ 69 milhões) e pelo aumento dos tributos (R\$ 296 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

Em R\$ mil	2018	2017
Lucro Líquido	421.987	149.720
Depreciação e Amortização	429.247	300.461
Resultado Financeiro	91.352	220.475
Impostos sobre o Lucro	185.290	56.400
EBITDA	1.127.876	727.056

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.128 milhões em 2018, um aumento de 55,1% (R\$ 401 milhões) em relação a 2017 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:

CPFL Paulista
Evolução do EBITDA - Últimos 5 anos (R\$ mil)



Em 2018, a CPFL Paulista apurou resultado líquido de R\$ 422 milhões, um aumento de 181,9% (R\$ 272 milhões), refletindo a redução das despesas financeiras líquidas em 58,6% (R\$ 129 milhões).

Investimentos - Em 2018, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Paulista, totalizaram R\$ 528 milhões, uma redução de 46,0% em relação à 2017. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 3.656 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	Projetado
AIS Bruto	666.482	978.021	527.777	509.656	792.826	939.921	689.442	724.147	
Transformador de Distribuição	72.315	63.589	65.939	47.356	73.667	87.335	64.061	67.286	
Medidor	46.620	60.679	40.160	34.597	53.819	63.804	46.801	49.157	
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	127.126	120.818	116.923	85.604	133.167	157.874	115.802	121.631	
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	137.590	241.637	233.845	143.838	223.756	265.269	194.578	204.373	
Redes Alta Tensão (69 kV)	1.242	2.991	-	993	1.545	1.831	1.343	1.411	
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	134.515	36.660	13.116	43.238	67.261	79.740	58.490	61.435	
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	13.382	-	3.140	4.884	5.790	4.247	4.461	
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	3.720	3.099	125	1.629	2.534	3.004	2.204	2.315	
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	9.014	4.460	1.611	3.539	5.505	6.527	4.787	5.028	
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	88.241	316.988	20.948	99.989	155.544	184.402	135.261	142.069	
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	555	-	130	202	240	176	185	
Demais Máquinas e Equipamentos	46.100	113.164	35.110	45.604	70.942	84.104	61.691	64.796	
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(131.258)	(355.239)	(76.468)	-	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(131.258)	(65.344)	(76.468)	-	-	-	-	-	-
Outros		(289.895)		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita		(289.895)		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	(84.288)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	(205.608)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	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	527.777	509.656	792.826	939.921	689.442	724.147
R\$ Mil	2018P	2019P	2020P	2021P		
Plano de Investimentos 2017	427.127	705.494	813.114	781.336		
Diferença	23,6%	-27,8%	-2,5%	20,3%		

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2018 e de 2017 da CPFL Paulista, 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 dos Investimentos Previstos anteriormente publicados 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 Paulista utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 405 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia emitiu debêntures (R\$ 1.380 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 989,2milhões)

Valor adicionado – Em 2018, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Paulista foi de R\$ 6.952.912 mil, representando 47% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2018
	R\$ mil
Pessoal e Encargos	452.708
Remuneração direta	226.351
Benefícios	207.298
F.G.T.S.	19.059
Impostos, taxas e contribuições	5.486.434
Federais	3.080.747
Estaduais	2.399.515
Municipais	6.172
Remuneração de capital de terceiros	364.254
Juros	361.650
Aluguéis	2.605
Remuneração de capital próprio	649.516
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	129.663
Dividendo (incluindo adicional proposto)	-
Lucros retidos	519.853
Total	6.952.912

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\$ 14.801.956 mil.

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

Na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 27 de abril de 2018, foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2017, através de (i) dividendo mínimo obrigatório, no montante de R\$ 49.798, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,056546882; (ii) dividendo adicional proposto, no montante de R\$ 23.201, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,026345749 e (iii) Juros sobre Capital Próprio proposto (“JCP”), no valor total de R\$ 111.905 (R\$ 95.120 líquido de IRRF), sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,127070877 (R\$ 0,108010246 líquido de IRRF).

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

- a) dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 24.597, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,027930064.
- b) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 129.663 (R\$ 110.214 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,147235563 (R\$ R\$ 0,125150228 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.
- c) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 397.190 atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ R\$ 0,451017274.

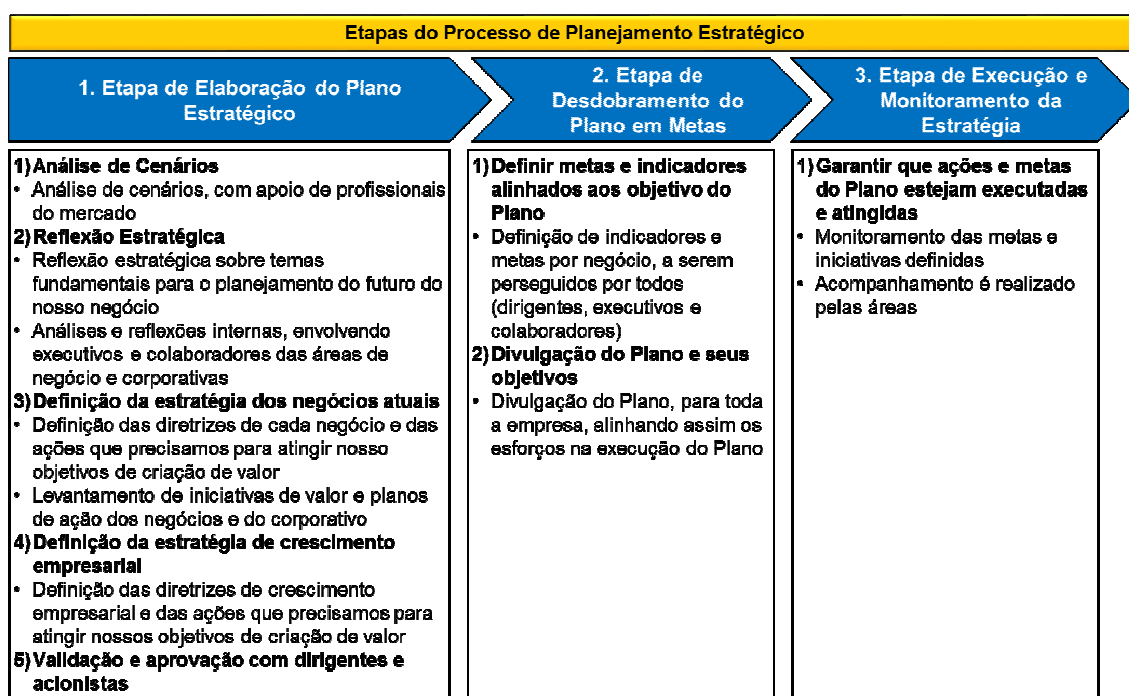
No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 100.120 referente a dividendos.

Para maiores detalhes sobre destinação do lucro líquido da CPFL Paulista, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2016 em www.cpfl.com.br/ri.

Composição acionária – A CPFL Paulista 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 Paulista era de R\$ 1.273.423 mil composto por 880.653.031 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

Na Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”) de 27 de abril de 2018, foi aprovado o aumento de capital social, sem emissão de novas ações, nos termos da Lei nº 6.404/1976 artigo nº 297, no montante total de R\$ 350.000 integralizado pela CPFL Energia, referente a créditos relativos a adiantamentos para futuro aumento de capital (“AFAC”).

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 Paulista investiu cerca de 5,5 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, **3.616 colaboradores** foram alcançados pelas atividades da Universidade CPFL (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), o que representa **67,53 horas de treinamento** por colaborador neste período.

Sustentabilidade – A CPFL Paulista 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 Paulista em números

Atendimento	2018	2017	%
Número de consumidores	4.496.141	4.388.644	2,4%
Número de empregados ¹	316	331	-4,5%
Número de consumidores por empregado	14.228	13.259	7,3%
Número de localidades atendidas	234	234	0,0%
Número de agências	47	73	-35,6%
Número de postos de atendimento	192	164	17,1%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2018	2017	%
Número de subestações	274	273	0,4%
Linhas de transmissão (Km)	6.268	6.286	-0,3%
Linhas de distribuição (Km)	125.607	124.257	1,1%

Mercado	2018	2017	%
Área de concessão (Km ²)	90.485	90.440	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	5.697	5.589	1,9%
Mercado atendido (GWh)	30.824	30.212	2,0%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.300	2.352	-2,2%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	444,32	406,37	9,3%
Residencial	476,92	428,54	11,3%
Comercial	467,70	432,93	8,0%
Industrial	442,39	420,71	5,2%
Rural	316,89	282,50	12,2%
DEC (horas)	6,17	7,14	-13,6%
FEC (número de interrupções)	4,01	4,94	-18,8%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	39,56	44,65	-11,4%

Financeiros	2018	2017	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	14.801.956	13.827.578	7,0%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	8.876.708	8.267.404	7,4%
Resultado da atividade (R\$ mil)	698.629	426.595	63,8%
Margem operacional do serviço líquida (%)	7,87%	5,16%	52,5%
EBITDA OU LAJIDA	1.127.876	727.056	55,1%
Lucro líquido (R\$ mil)	421.987	149.720	181,9%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	2.370.919	1.094.037	116,7%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	17,80%	13,69%	30,1%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	4.115.685	3.362.034	22,4%
Em moeda nacional (%)	71%	54%	31,9%
Em moeda estrangeira (%)	29%	46%	-36,9%

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 Paulista. 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 Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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 Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista” 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 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 234 municípios do interior do Estado de São Paulo. Entre os principais estão Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto, atendendo a aproximadamente 4,5 milhões de consumidores

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 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 3.16.

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

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

Caixa e equivalentes de caixa compreendem a saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo 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 regulatória compulsória, conforme determina a Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. 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 outorga (concessão, permissão e/ou

autorização). 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

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) os juros são capitalizados durante a fase de construção do ativo em curso; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização, ou o WACC regulatório quando este for menor; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo aos quais foram incorporados.

3.5 Intangível

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear e em conformidade às taxas estabelecidas pelo poder concedente.

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 valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

Reserva de reavaliação 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.

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 cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação 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 e suas atualizações. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da

data-base de 31 de outubro de 2017, foi aprovada pela Resolução Homologatória 2.381/2018, demonstrado na Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL, de 27 de março de 2018.

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 de ágios incorporados, 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 já incorridos 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 cinco 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 adotadas 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\$ 13.318 (R\$ 8.790 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\$ 27.960 (R\$ 18.453 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\$ 787.990 (R\$ 273.549 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\$ 13.932 (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	158.142	137.586
Equivalentes de caixa	<u>39.437</u>	<u>576.210</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	84.310
Certificado de depósito bancário (b)	230	375.138
Operações compromissadas em debêntures (b)	39.207	-
Fundos de investimento (c)	-	116.762
Total	<u>197.579</u>	<u>713.796</u>

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

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

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E 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	1.178.780	-	413.301	35.854	6.517	49.157	(87.132)	21.575	108.625	10.332	16.780	(45.165)	1.708.624	1.440.403	
Residencial	313.114	-	295.898	23.952	68	13.398	(20.569)	12.667	28.179	7.551	4.741	(10.553)	668.446	485.889	
Industrial	87.795	-	35.956	3.008	2.602	30.414	(45.447)	1.333	10.581	805	8.294	(16.027)	119.314	135.176	
Comercial	121.657	-	48.681	4.802	3.127	3.567	(12.896)	1.782	22.936	1.371	3.276	(18.099)	180.204	141.804	
Rural	27.179	-	8.016	1.831	21	160	(1.048)	445	1.314	245	234	(486)	37.910	30.773	
Poderes Públicos	37.067	-	6.953	876	26	42	(1.673)	2.961	19.254	246	235	-	65.985	77.044	
Iluminação Pública	31.510	-	4.783	45	-	1.056	(2.773)	312	1.912	-	-	-	36.845	36.018	
Serviço Público	51.318	-	11.914	1.057	673	510	(2.725)	2.075	24.449	115	-	-	89.385	88.788	
Serviço Taxado	511	-	1.100	282	1	10	-	-	-	-	-	-	1.904	2.137	
Fornecimento Não Faturado	508.651	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	508.651	442.786	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(21)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(11)	
Encargos Tarifários	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	7	
Outros consumidores	27.745	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.745	21.150	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	4.426	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.426	5.161	
Energia Elétrica de Curto Prazo	42.486	5.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.489	10.461	
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	
TOTAL	1.253.444	5.003	413.301	35.854	6.517	49.157	(87.132)	21.575	108.625	10.332	16.780	(45.165)	1.788.291	1.477.186	
													Circulante	1.738.965	1.417.300
													Não Circulante	49.326	59.886
													1.788.291	1.477.186	

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2016	(103.697)
Provisão revertida (constituída) líquida	(121.862)
Recuperação de receita	64.334
Baixa de contas a receber provisionadas	44.766
Saldo em 31/12/2017	(116.459)
Provisão revertida (constituída) líquida	(124.027)
Recuperação de receita	56.616
Adoção de nova metodologia para cálculo da PDD	(27.674)
Baixa de contas a receber provisionadas	79.248
Saldo em 31/12/2018	(132.297)

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.338	3.303
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	9.691	31.663
ICMS a compensar	44.052	39.387
Programa de integração social - PIS	869	1.259
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.012	3.803
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	2.138
Outros	81	86
Total	<u>60.043</u>	<u>81.639</u>
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	61.777	58.387
ICMS a compensar	58.240	60.894
Total	<u>120.017</u>	<u>119.281</u>

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

Contribuição social a compensar - CSLL - No não circulante refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela Companhia, transitada em julgado. A Companhia está aguardando decisão judicial (pendente de julgamento no STJ) para permissão do trâmite regular de habilitação do crédito junto à Receita Federal para realizar a compensação sistêmica e financeira do crédito.

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)	1.867.708	1.303.112	(1.058.017)	102.359	81.810	(257.058)	2.039.914	470.679	1.569.236	1.618.585	421.329
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	1.242.702	606.801	(691.937)	63.173	81.904	(153.848)	1.148.795	314.415	834.380	924.769	224.025
Custo de Energia Itaipu	506.468	585.341	(369.225)	34.750	(94)	(496)	756.744	155.445	601.299	595.300	161.445
Proinfa	-	2.631	(1.696)	128	-	-	1.063	819	244	997	66
Transporte de Rede Básica	1.448	10.952	(1.511)	1.848	-	21.175	33.913	-	33.913	24.807	9.105
Transporte de Energia - Itaipu	1.414	14.099	(1.327)	398	-	1.591	16.175	-	16.175	11.832	4.343
ESS/EER	115.677	-	-	1.846	-	(117.523)	-	-	-	-	-
CDE	-	83.288	7.679	216	-	(7.957)	83.225	-	83.225	60.880	22.345
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	63.728	(35.308)	(61.911)	15.534	(90.561)	231.305	122.786	389	122.398	89.924	32.863
Neutralidade da Parcela A	22.645	2.111	(23.719)	(648)	-	-	389	389	-	389	-
Sobrecontratação de Energia	38.027	(55.551)	(35.136)	14.223	(96.028)	238.609	104.144	-	104.144	76.182	27.962
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	-	17.261	-	103	-	-	17.364	-	17.364	12.702	4.662
Outros	3.056	871	(3.056)	1.856	5.467	(7.304)	890	-	890	651	239
Total Ativos Financeiros Setoriais	1.931.436	1.267.804	(1.119.928)	117.893	(8.751)	(25.753)	2.162.701	471.068	1.691.634	1.708.509	454.192

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)	1.427.769	395.412	(688.225)	47.502	(4.372)	(257.058)	921.028	199.028	722.000	727.176	193.852
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	529.347	141.275	(110.010)	6.627	-	(153.848)	413.390	-	413.390	302.398	110.992
Custo de Energia Itaipu	9.247	-	(8.808)	57	-	(496)	-	-	-	-	-
Proinfa	2.027	(589)	(1.451)	14	-	-	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	40.276	(28.771)	(23.874)	1.836	-	21.175	10.642	10.642	-	10.642	-
Transporte de Energia - Itaipu	3.440	(3.471)	(1.127)	88	-	1.591	521	521	-	521	-
ESS/EER	634.214	331.233	(410.829)	31.606	(4.372)	(117.523)	464.330	155.720	308.610	381.470	82.860
CDE	209.219	(44.265)	(132.126)	7.274	-	(7.957)	32.145	32.145	-	32.145	-
CCC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	230.117	475.826	(509.078)	32.877	(7.365)	231.305	453.683	177.656	276.027	315.464	138.219
Neutralidade da Parcela A	2.454	24.081	-	238	-	-	26.773	-	26.773	19.585	7.188
Sobrecontratação de Energia	196.879	(191.543)	(187.798)	15.639	(1.555)	238.609	70.231	67.972	2.259	69.624	607
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	12.546	72.260	-	2.883	-	-	87.689	-	87.689	-	87.689
Outros	18.238	571.028	(321.280)	14.117	(5.810)	(7.304)	268.990	109.684	159.306	226.255	42.734
Total Passivos Financeiros Setoriais	1.657.887	871.238	(1.197.303)	80.379	(11.737)	(25.753)	1.374.711	376.684	998.027	1.042.640	332.071

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 08 de abril de 2017 a 07 de abril de 2018, entre os valores apurados 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 08 de abril de 2018, logo após o final da vigência da Reajuste Tarifário anual de abril de 2018 - 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

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.

iii) 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 Receita operacional líquida (ROL); (iii) recálculos de processos tarifários anteriores e (iv) efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

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	41.246	114.572	45.872	127.421
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	-	-	4.716	13.343
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	21.995	61.099	19.341	53.724
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	12.626	35.071	11.162	31.006
Provisão energia livre	6.859	19.054	6.509	18.081
Programas de P&D e eficiência energética	15.017	41.714	12.075	33.543
Provisão relacionada a pessoal	1.878	5.216	1.556	4.321
Derivativos	(13.541)	(37.613)	(23.344)	(64.844)
Instrumentos financeiros (CPC)	(1.328)	(3.689)	(296)	(822)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	233	648	260	721
Perdas atuariais (CPC)	21.612	60.035	21.612	60.035
Outros	865	2.403	-	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(133.524)	(370.900)	(20.237)	(56.213)
Perdas atuariais (CPC)	29.750	82.639	17.222	47.840
Total	3.689	10.247	96.448	268.155

9.1 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio 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 ágios 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 3,0%.

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	607.278	607.278	206.120	206.120
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Realização correção monetária complementar	1.623	-	1.880	-
Juros sobre o capital próprio	(129.663)	(129.663)	(111.905)	(111.905)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.749)	(4.749)	(2.002)	(2.002)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	72.260	72.260	70.516	70.516
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	5.650	(2.828)	4.951	1.831
Base de cálculo	552.398	542.298	169.559	164.560
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(49.716)	(135.574)	(15.260)	(41.140)
Corrente	(74.073)	(202.991)	(22.852)	(62.135)
Diferido	24.357	67.417	7.592	20.995

(*) 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	220.573	220.573	(144.640)	(144.640)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(19.852)	(55.143)	13.018	36.160
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	7.324	20.345	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(12.527)	(34.798)	13.018	36.160

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\$ 427.974 e (R\$ 26.408 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	2.748	4.334	5.751	5.751
Serviços prestados a terceiros	6.110	4.448	-	-
Contas a receber - CDE	91.967	102.536	-	-
Adiantamentos a funcionários	5.982	5.420	-	-
Arrendamentos e alugueis de postes	11.213	9.321	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(7.988)	(7.567)	-	-
Outros	36.360	16.369	1.282	1.207
Total	146.392	134.861	7.033	6.958

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 5.396 (R\$ 7.086 em 31 de dezembro de 2017), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 86.533 (R\$ 95.407 em 31 de dezembro de 2017) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 38 (R\$ 43 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 18) e o contas a receber - CDE no montante de R\$ 480 (nota 21.3).

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

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2016	(6.568)
Provisão revertida (constituída) líquida	(999)
Saldo em 31/12/2017	(7.567)
Provisão revertida (constituída) líquida	(136)
Adoção de nova metodologia para cálculo da PDD	(286)
Saldo em 31/12/2018	(7.988)

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	3,50%	17.412.563	(10.311.291)	7.101.272	5.412.799
Custo Histórico		8.739.687	(3.752.156)	4.987.531	4.756.297
Reavaliação		8.672.876	(6.559.136)	2.113.741	656.502
Administração	7,42%	405.608	(281.461)	124.148	98.598
Custo Histórico		194.186	(114.834)	79.353	78.136
Reavaliação		211.422	(166.627)	44.795	20.462
Subtotal		17.818.170	(10.592.751)	7.225.420	5.511.397
Em Curso		417.673	-	417.673	298.918
Distribuição		313.653	-	313.653	234.534
Administração		104.020	-	104.020	64.383
Subtotal		417.673	-	417.673	298.918
Total		18.235.843	(10.592.751)	7.643.093	5.810.315

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2018			2017
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	19,76%	450.970	(235.247)	215.723	172.685
Custo Histórico		179.776	(65.104)	114.672	119.644
Reavaliação		271.195	(170.143)	101.052	53.042
Administração	20,00%	451.456	(412.231)	39.225	39.273
Custo Histórico		359.481	(322.964)	36.517	39.268
Reavaliação		91.975	(89.267)	2.708	5
Subtotal		902.426	(647.478)	254.948	211.959
Em Curso		102.908	-	102.908	84.912
Distribuição		39.126	-	39.126	36.854
Administração		63.782	-	63.782	48.058
Subtotal		102.908	-	102.908	84.912
Total		1.005.334	(647.478)	357.856	296.871

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)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2018
Distribuição	12.921.245	14.090	(552.540)	516.891	4.512.945	(69)	17.412.563	(21.558)	(10.311.291)	7.101.272	5.412.799
Terrenos	92.821	-	-	-	43.064	-	135.885	-	-	135.885	92.821
Edificações, Obras Civas e Benfeit	247.656	-	(17)	1.498	109.266	-	358.402	1.481	(251.384)	107.019	86.741
Máquinas e Equipamentos	12.444.830	14.090	(550.342)	513.687	4.340.187	(69)	16.762.384	(22.565)	(9.934.918)	6.827.466	5.196.820
Veículos	127.095	-	(2.180)	1.411	17.464	-	143.791	(769)	(116.317)	27.474	33.585
Móveis e Utensílios	8.842	-	-	295	2.964	-	12.101	295	(8.673)	3.428	2.832
Administração	289.324	1.006	(403)	12.504	103.108	69	405.608	13.107	(281.459)	124.148	98.598
Terrenos	12.265	-	-	-	4.815	-	17.080	-	-	17.080	12.265
Edificações, Obras Civas e Benfeit	138.821	-	-	-	53.853	-	192.674	-	(136.753)	55.921	43.845
Máquinas e Equipamentos	117.349	551	(63)	11.343	38.768	69	168.016	11.831	(127.696)	40.320	32.427
Veículos	10.767	455	(340)	268	2.886	-	14.036	383	(8.970)	5.066	5.409
Móveis e Utensílios	10.122	-	-	893	2.786	-	13.802	893	(8.041)	5.761	4.652
Subtotal	13.210.569	15.096	(552.943)	529.396	4.616.053	-	17.818.170	(8.451)	(10.592.751)	7.225.420	5.511.397
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	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	234.534	593.495	-	(514.376)	-	-	313.653	79.119	-	313.653	234.534
Máquinas e Equipamentos	116.836	579.730	-	(506.681)	-	-	189.885	73.049	-	189.885	116.836
Outros	117.699	13.765	-	(7.695)	-	-	123.768	6.069	-	123.768	117.699
Administração	64.383	54.656	-	(15.019)	-	-	104.020	39.636	-	104.020	64.383
Máquinas e Equipamentos	36.168	9.673	-	(11.555)	-	-	34.285	(1.882)	-	34.285	36.168
Outros	28.216	44.982	-	(3.464)	-	-	69.734	41.518	-	69.734	28.216
Subtotal	298.918	648.150	-	(529.396)	-	-	417.673	118.755	-	417.673	298.918
Total do Ativo Imobilizado	13.509.487	663.246	(552.943)	-	4.616.053	-	18.235.843	110.303	(10.592.751)	7.643.093	5.810.315

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	384.220	178.637	43.393	6.438	672	47.354	660.713
Terrenos	-	224	26	50	-	9.589	9.889
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	32	8.261	-	1	-	67	8.360
Máquinas e Equipamentos	348.827	156.077	40.403	6.205	668	37.224	589.403
Veículos	32.737	1.311	-	-	-	18	34.065
Móveis e Utensílios	2.625	-	-	-	-	13	2.638
A Ratear	-	12.764	2.964	183	3	443	16.358
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	(12.563)	(12.563)
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	(13.077)	(13.077)
Material em Depósito	-	-	-	-	-	1.760	1.760
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(388)	(388)
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	(858)	(858)
Total das Adições	384.220	178.637	43.393	6.438	672	34.791	648.150

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)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	12.444.830	14.090	(550.342)	513.687	4.340.187	(69)	16.762.384	(22.565)
Transformador de Distribuição	1.138.903	1.648	(42.984)	64.291	629.011	-	1.790.869	22.955
Medidor	1.008.608	-	(82.825)	40.160	360.224	-	1.326.167	(42.665)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	1.876.540	318	(54.583)	116.605	509.410	-	2.448.289	62.340
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	3.674.273	635	(108.946)	233.210	1.018.819	(69)	4.817.923	124.900
Redes Alta Tensão (69 kV)	110.215	-	(203)	-	260	-	110.273	(203)
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	1.343.931	-	(4.154)	13.116	438.729	-	1.791.622	8.962
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	13.382	-	-	-	-	-	13.382	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	92.222	-	(1.296)	125	46.856	-	137.906	(1.171)
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	256.988	-	(21.172)	1.611	125.976	-	363.403	(19.561)
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	2.026.415	6.993	(95.370)	13.955	924.014	-	2.876.006	(74.423)
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	555	-	-	-	(452)	-	102	-
Demais Máquinas e Equipamentos	902.799	4.497	(138.810)	30.614	287.341	-	1.086.440	(103.700)

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Transferências (C)	Reavaliação	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
Ativo Intangível em Serviço										
Distribuição	332.153	-	3.902	113.456	1.459	450.970	3.902	(235.247)	215.723	172.685
Servidões	149.462	-	1.602	54.251	-	205.315	1.602	(7.902)	197.413	149.462
Softwares	173.222	-	2.300	58.958	1.459	235.939	2.300	(220.219)	15.720	20.322
Outros	9.469	-	-	246	-	9.716	-	(7.126)	2.590	2.902
Administração	326.413	-	14.425	112.078	(1.459)	451.456	14.425	(412.231)	39.225	39.273
Softwares	326.413	-	14.425	112.078	(1.459)	451.456	14.425	(412.231)	39.225	39.273
Subtotal	658.565	-	18.328	225.533	-	902.426	18.328	(647.478)	254.948	211.959
Ativo Intangível em Curso										
Distribuição	36.854	6.175	(3.902)	-	-	39.126	2.272	-	39.126	36.854
Servidões	2.301	1.061	(1.602)	-	-	1.761	(541)	-	1.761	2.301
Outros	34.553	5.113	(2.300)	-	-	37.366	2.813	-	37.366	34.553
Administração	48.058	30.149	(14.425)	-	-	63.782	15.723	-	63.782	48.058
Outros	48.058	30.149	(14.425)	-	-	63.782	15.723	-	63.782	48.058
Subtotal	84.912	36.323	(18.328)	-	-	102.908	17.996	-	102.908	84.912
Total do Ativo Intangível	743.478	36.323	-	225.533	-	1.005.334	36.323	(647.478)	357.856	296.871

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/
amortização
(%)**

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	109.973	99.987
Suprimento de Energia Elétrica	654.111	964.168
Materiais e serviços	151.191	294.489
Outros	111.337	104.638
Total	<u>1.026.612</u>	<u>1.463.281</u>

13. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

	<u>Encargos</u>		<u>Principal</u>			
	<u>Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>31/12/2018</u>		
Empréstimos e financiamentos	5.771	366.310	1.649.787	2.021.868	2.387.851	
Debêntures	56.278	26.031	2.151.666	2.233.976	1.217.864	
Total	<u>62.050</u>	<u>392.341</u>	<u>3.801.453</u>	<u>4.255.844</u>	<u>3.605.714</u>	

13.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

A movimentação dos encargos de dívida, empréstimos e financiamentos estão demonstradas 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	214.879	-	(51.526)	6.509	-	(6.624)	163.238
Pós Fixado							
TJLP/TLP	158.211	405.000	(66.150)	11.157	-	(10.537)	497.681
Selic	32.687	-	(7.931)	2.612	-	(770)	26.597
Outros	2.410	-	(513)	127	-	(129)	1.895
Mútuos passivos	180.772	-	(181.357)	-	-	586	-
Total ao custo	<u>588.959</u>	<u>405.000</u>	<u>(307.477)</u>	<u>20.405</u>	<u>-</u>	<u>(17.474)</u>	<u>689.411</u>
Gastos com captação (*)	<u>(5.364)</u>	<u>(10.818)</u>	<u>-</u>	<u>3.695</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(12.487)</u>
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.823.241	800.700	(1.666.538)	46.734	227.779	(48.303)	1.183.614
Euro	-	188.500	-	504	(2.266)	(361)	186.378
Marcação a mercado	(18.985)	-	-	(6.063)	-	-	(25.048)
Total ao valor justo	<u>1.804.257</u>	<u>989.200</u>	<u>(1.666.538)</u>	<u>41.175</u>	<u>225.513</u>	<u>(48.664)</u>	<u>1.344.944</u>
Total	<u>2.387.851</u>	<u>1.383.382</u>	<u>(1.974.015)</u>	<u>65.275</u>	<u>225.513</u>	<u>(66.138)</u>	<u>2.021.868</u>
Circulante	<u>1.531.913</u>						<u>372.081</u>
Não Circulante	<u>855.938</u>						<u>1.649.787</u>

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

Os detalhes dos encargos de dívida, 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)	154.788	197.975	2011 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINAME	Pré fixado de 4,5%		8.450	16.904	2012 a 2019	Aval da CPFL Energia
			<u>163.238</u>	<u>214.879</u>		
Pós fixado						
TJLP/TLP						
FINEM	TJLP/TLP + de 2,06% a 4,74%	(b)	497.681	158.211	2012 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			<u>497.681</u>	<u>158.211</u>		
SELIC						
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(c)	26.597	32.687	2016 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			<u>26.597</u>	<u>32.687</u>		
Outros						
Outros	RGR (6% a 6,5%)		1.895	2.410	2013 a 2022	Recebíveis e notas promissórias
Mútuos passivos	110% do CDI		-	180.772	2018	Não há
			<u>1.895</u>	<u>183.182</u>		
Total moeda nacional			<u>689.412</u>	<u>588.959</u>		
Gastos com captação (*)			<u>(12.487)</u>	<u>(5.364)</u>		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,8% e 1,55%		599.290	979.757	2017 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + 3,56%		584.324	843.485	2022 a 2023	Aval da CPFL Energia e nota promissória
			<u>1.183.614</u>	<u>1.823.242</u>		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,79%		186.378	-	2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
			<u>(25.048)</u>	<u>(18.985)</u>		
Total moeda estrangeira			<u>1.344.944</u>	<u>1.804.257</u>		
Total			<u>2.021.868</u>	<u>2.387.851</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) De 30% a 70% do CDI

(b) De 60% a 110% do CDI

(c) De 100% a 130% 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\$ 1.344.944 (R\$ 1.804.257 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\$ 25.048 (ganho de R\$ 18.985 em 31 de dezembro de 2017) compensados das perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 10.292 (perda de R\$ 17.154 em 31 de dezembro de 2017), contratados para proteção da variação cambial (nota 28), geraram um ganho total líquido de R\$ 14.756 (ganho total líquido de R\$ 1.831 em 31 de dezembro de 2017).

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

Ano de vencimento	
2020	398.191
2021	161.264
2022	567.660
2023	349.126
2024	51.889
2025 a 2027	142.670
Subtotal	1.670.802
Marcação a mercado	(21.014)
Total	1.649.787

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 de conversão 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 e 7,42	7,00	24,61	7,17
CDI	6,40	6,89	66,52	81,72
Outros			8,87	11,11
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional:

FINEM VIII – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 953.392, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando financiar os investimentos em redes elétricas, previstos para os anos de 2019 e 2020. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 405.000 (R\$ 394.182 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 548.392 deverá ser liberado até março de 2020.

Moeda estrangeira – Lei 4.131:

Dólar – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 800.700 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Euro – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 188.500 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Pré-pagamento

No ano de 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 761.770 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).

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
Pós fixado						
CDI	522.134	1.380.000	(426.250)	119.672	(89.992)	1.505.564
IPCA	710.687	-	-	61.145	(29.471)	742.361
Total ao custo	1.232.821	1.380.000	(426.250)	180.817	(119.463)	2.247.926
Gastos com captação (*)	(14.957)	(979)	-	1.987	-	(13.950)
Total	1.217.864	1.379.021	(426.250)	182.804	(119.463)	2.233.976
Circulante	148.921					82.310
Não circulante	1.068.942					2.151.666

(*) 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
CDI	CDI + 0,48% a 0,83% (1)	(a)	1.505.564	522.134	2018 a 2021	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + de 4,42% a 5,05%	(b)	742.361	710.687	2022 a 2025	Fiança da CPFL Energia
	Total		2.247.926	1.232.821		
	Gastos com captação (*)		(13.950)	(14.957)		
	Total		2.233.976	1.217.864		

Taxa efetiva a.a.:

(a) 106% do CDI | CDI + 0,89%

(b) IPCA + 4,42% a 5,05%

(1) A Companhia possui swap convertendo o custo da operação de variação de taxa de juros para taxas pré-fixadas entre 6,67% e 6,72%

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

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

programados:

Ano de vencimento	
2020	22.440
2021	1.404.717
2022	222.382
2023	184.748
2024	184.748
2025 a 2027	132.631
Total	2.151.666

A Companhia se encontra adimplente com os pagamentos das debêntures.

Adições no exercício:

9ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 1.380.000 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\$ 1.380.000 (R\$ 1.379.021 líquida dos gastos de emissão), com pagamento de juros semestrais. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Pré-pagamento

Em 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 308.396 da 7ª emissão de debêntures, cujo vencimento original era julho 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

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		31/12/2018	31/12/2017
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	62.050	392.341	3.807.684	4.262.075	3.630.838
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	599	122.115	566.698	689.412	408.187
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	5.173	244.599	1.095.172	1.344.944	1.804.257
Debêntures	56.278	26.250	2.165.397	2.247.926	1.232.821
Gastos com Captação	-	(623)	(25.814)	(26.437)	(20.322)
Derivativos a Pagar	-	-	6.231	6.231	25.124
Mútuos Passivos (Empresas Ligadas)	-	-	-	-	180.772
Ativos Financeiros	-	(263.014)	(80.955)	(343.970)	(982.600)
Alta Liquidez	-	(197.579)	-	(197.579)	(713.796)
Derivativos a Receber	-	(65.435)	(80.955)	(146.390)	(268.804)
Dívida Líquida	62.050	129.327	3.726.729	3.918.106	2.648.238

14. BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

A Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados com as seguintes características:

14.1 - Características:

Atualmente vigora, para os funcionários um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- a. Plano de Benefício Definido ("BD") - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado ("BSPS"), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, 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. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- b) Adoção de um modelo misto, a partir de 1 de novembro de 1997, que contempla:
 - Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável, que consiste em 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 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	5.123.238	4.615.061
Valor justo dos ativos do plano	<u>(4.215.433)</u>	<u>(3.925.063)</u>
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>907.805</u>	<u>689.998</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 e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2016	4.524.008	(3.723.563)
Custo do serviço corrente bruto	707	-
Rendimento esperado no ano	-	(392.819)
Juros sobre obrigação atuarial	476.613	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	37	(37)
Contribuições de patrocinadoras	-	(50.308)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(137.872)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	225	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(6.993)	-
Benefícios pagos no ano	(379.536)	379.536
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2017	4.615.061	(3.925.063)
Custo do serviço corrente bruto	835	-
Rendimento esperado no ano	-	(359.588)
Juros sobre obrigação atuarial	421.083	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	24	(24)
Contribuições de patrocinadoras	-	(65.096)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(264.569)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	-
Benefícios pagos no ano	(398.907)	398.907
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2018	5.123.238	(4.215.433)

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 ano	689.998	800.445
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	62.330	84.501
Contribuições da patrocinadora vertidas no ano	(65.096)	(50.308)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(264.569)	(137.872)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	225
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	(6.993)
Passivo atuarial líquido no final do ano	907.805	689.998
Outras contribuições	12.924	14.436
Total passivo	920.729	704.435
Circulante	64.647	45.606
Não circulante	856.082	658.829

14.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2019 estão estimadas no montante de R\$ 122.135. Os benefícios esperados a serem pagos nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<u>Ano de pagamento</u>	
2019	410.624
2020	423.081
2021	434.881
2022	446.071
2023 a 2027	2.869.682
Total	4.584.339

Em 31 de dezembro de 2018, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 9,3 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
	Estimadas	Realizadas	Realizadas
Custo do serviço	925	835	707
Juros sobre obrigações atuariais	449.173	421.083	476.613
Rendimento esperado dos ativos do plano	(372.121)	(359.588)	(392.819)
Total da despesa (receita)	77.977	62.330	84.501

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:	5,56% a.a.	6,08% 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 as 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 2018, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2018.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	2018	2017
Renda fixa	77%	77%
Títulos públicos federais	55%	53%
Títulos privados (instituições financeiras)	3%	4%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%
Outros investimentos de renda fixa	15%	17%
Renda variável	15%	15%
Fundos de investimento em ações	15%	15%
Investimentos estruturados	2%	3%
Fundos de investimento multimercado	2%	3%
Cotados em mercado ativo	94%	94%
Imóveis	3%	3%
Operações com participantes	1%	1%
Outros ativos	1%	1%
Depósitos judiciais e outros	1%	1%
Não cotados em mercado ativo	6%	6%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	<u>Meta 2019</u>
Renda Fixa	70,9%
Renda variável	9,6%
Imóveis	4,6%
Empréstimos e financiamentos	2,1%
Investimentos estruturados	5,8%
Investimentos no exterior	7,0%
	<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.

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 do 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 baixos (alta), a obrigação de benefício teria aumento de R\$ 120.829 (redução de R\$ 115.987).

- Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 119.802 (aumento de R\$ 118.129).

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 de mortalidade.

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 Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: *VaR, Tracking Risk, Tracking Error e Stress Test*.

A Política de Investimentos da 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	884	693	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 21.3)	-	121.949	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	61.529	144.922	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	83.104	82.074	70.067	58.235
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	40.256	31.254	24.038	28.672
EPE / FNDCT	1.722	1.692	-	-
Total	187.495	382.583	94.105	86.907

Conta de desenvolvimento energético – CDE – O saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 65.038, (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 22.450 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\$ 34.461. 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 e o contas a receber – CDE (nota 11) no montante de R\$ 480.

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 21.4).

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

	31/12/2018	31/12/2017
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	225.908	178.747
Programa de integração social - PIS	10.678	11.470
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	49.272	52.831
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	8.210	708
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	1.957	949
Outros	14.069	10.150
Total	310.094	254.855

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	80.522	26.916	64.022	34.986
Cíveis	65.450	36.928	65.300	28.448
Fiscais				
FINSOCIAL	39.727	99.146	33.473	95.903
Imposto de renda	-	237.513	-	224.604
Outras	85.391	73.592	66.379	68.133
	<u>125.118</u>	<u>410.251</u>	<u>99.852</u>	<u>388.640</u>
Outros	2.814	-	7.506	-
Total	<u><u>273.904</u></u>	<u><u>474.095</u></u>	<u><u>236.680</u></u>	<u><u>452.074</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	64.022	37.244	(13.522)	(20.329)	13.108	80.522
Cíveis	65.300	48.975	(15.712)	(44.948)	11.836	65.450
Fiscais	99.852	14.662	(88)	(374)	11.067	125.118
Outros	7.506	1.014	(2.164)	(3.776)	234	2.814
Total	<u><u>236.680</u></u>	<u><u>101.894</u></u>	<u><u>(31.485)</u></u>	<u><u>(69.428)</u></u>	<u><u>36.243</u></u>	<u><u>273.904</u></u>

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas 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 - Referem-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

Majoração tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE 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".

f. **Fiscais:**

FINSOCIAL - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991. A Companhia CPFL Paulista ingressou com ação rescisória para discutir a decisão proferida em ação ordinária sobre a legitimidade da cobrança das majorações das alíquotas do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991, as quais foram declaradas inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal (STF) para empresas que não são exclusivamente prestadora de serviços, situação em que se enquadra a Companhia, e que portanto deveria haver o recolhimento à alíquota de 0,5%.

Na época do ajuizamento da ação ordinária, a Companhia efetuou depósito judicial integral do valor considerado devido de FINSOCIAL (0,5%) e suas majorações (alíquotas de 1%, 1,2% e 2%).

Após decisão final do STF na ação rescisória da Companhia, ficou decidido que esta deveria retornar à instância inferior para comprovar sua condição de empresa vendedora de mercadorias. Desta forma, a Companhia apresentou manifestação requerendo o reconhecimento como tal e, conseqüentemente, o levantamento parcial do depósito judicial em seu favor, no que se refere ao valor da majoração das alíquotas (montante que ultrapassa 0,5%). Em 31 de dezembro de 2018 esta manifestação aguarda análise por parte das autoridades jurídicas.

Os assessores legais externos e a Administração classificam como (i) provável a chance de perda em relação ao valor depositado referente à alíquota de 0,5%, cujo montante em 31 de dezembro é de R\$ 39.727 e (ii) possível a chance de perda em relação ao valor referente à majoração das alíquotas no montante de R\$ 59.419.

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\$ 82.789.

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	175.800	220.111	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	456.393	407.678	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.711.608	1.645.780	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatório	14.876	11.537	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	2.358.677	2.285.106	

Fiscais – há uma discussão referente à dedutibilidade para imposto de renda da despesa reconhecida em 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da Companhia perante a Fundação CESP no montante estimado de R\$ 1.226.965, em razão de ter sido objeto de renegociação e novação de dívida naquele exercício. A Companhia, baseada em consulta à Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB), obteve resposta favorável constante na Nota MF/SRF/COSIT/GAB nº 157 de 09 de abril de 1998, e tomou a dedutibilidade fiscal da despesa, gerando conseqüentemente prejuízo fiscal naquele exercício. A despeito da resposta favorável da RFB, a Companhia foi autuada pelas Autoridades Fiscais e, em duas execuções fiscais oriundas destas autuações, efetuou depósitos judiciais no valor de R\$ 206.874 e garantias financeiras (carta fiança e seguro garantia). Baseada na posição atualizada dos advogados que conduzem este caso, a opinião da Administração é que o risco de perda é possível.

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	36.651	30.868	-	-
Adiantamentos	5.068	4.301	309	517
Descontos tarifários - CDE	2.017	-	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	136	163	-	-
Convênios de arrecadação	40.188	34.587	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	350.000
Outros	9.107	6.799	3.960	2.645
Total	93.166	76.717	4.268	353.162

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.

Adiantamentos: Refere-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 empréstimo compulsório: Refere-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

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)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018
Em serviço	2.343.465	15.168	61.300	694.793	3.114.727	76.468	(1.181.892)	1.932.835
Participação da União, Estados e Municípios	3.173	-	-	-	3.173	-	(1.135)	2.038
Participação Financeira do Consumidor	1.551.394	13.478	19.336	694.793	2.279.002	32.815	(1.023.533)	1.255.469
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	446.288	-	32.565	-	478.853	32.565	(123.771)	355.081
Programa de Eficiência Energética - PEE	8.808	-	-	-	8.808	-	(4.063)	4.745
Pesquisa e Desenvolvimento	34.718	1.690	9.399	-	45.807	11.089	(14.897)	30.910
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	9.188	-	-	-	9.188	-	(1.849)	7.339
Outros	289.896	-	-	-	289.896	-	(12.643)	277.252
Ultrapassagem de demanda	84.288	-	-	-	84.288	-	(5.184)	79.104
Excedente de reativos	205.608	-	-	-	205.608	-	(7.460)	198.148
(-) Amortização Acumulada - AIS	(705.890)	(122.483)	-	(353.518)	(1.181.892)	(122.483)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(1.006)	(130)	-	-	(1.135)	(130)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(580.357)	(89.657)	-	(353.518)	(1.023.533)	(89.657)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(105.480)	(18.292)	-	-	(123.771)	(18.292)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(3.677)	(386)	-	-	(4.063)	(386)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(12.062)	(2.835)	-	-	(14.897)	(2.835)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(1.502)	(347)	-	-	(1.849)	(347)	-	-
Outros	(1.806)	(10.837)	-	-	(12.643)	(10.837)	-	-
Ultrapassagem de demanda	(741)	(4.443)	-	-	(5.184)	(4.443)	-	-
Excedente de reativos	(1.066)	(6.394)	-	-	(7.460)	(6.394)	-	-
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Em curso	90.823	60.778	(61.300)	-	90.301	(522)	-	90.301
Participação Financeira do Consumidor	26.663	(75)	1.968	-	28.556	1.893	-	28.556
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	2.438	30.140	(32.565)	-	13	(2.425)	-	13
Pesquisa e Desenvolvimento	9.567	-	(9.399)	-	168	(9.399)	-	168
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	6	-	-	-	6	-	-	6
Valores Pendentes de Recebimento	52.149	30.713	(21.304)	-	61.559	9.409	-	61.559
Total	1.728.398	(46.537)	-	341.275	2.023.136	(46.537)	(1.181.892)	2.023.136

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	3,74%	1.706.781	1.407.946	3.114.727
Participação da União, Estados e Municípios		3.173	-	3.173
Participação Financeira do Consumidor		871.056	1.407.946	2.279.002
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		478.853	-	478.853
Programa de Eficiência Energética - PEE		8.808	-	8.808
Pesquisa e Desenvolvimento		45.807	-	45.807
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		9.188	-	9.188
Outros		289.896	-	289.896
Ultrapassagem de demanda		84.288	-	84.288
Excedente de reativos		205.608	-	205.608
(-) Amortização Acumulada		(552.753)	(629.139)	(1.181.892)
Participação da União, Estados e Municípios		(1.135)	-	(1.135)
Participação Financeira do Consumidor		(394.394)	(629.139)	(1.023.533)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(123.771)	-	(123.771)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(4.063)	-	(4.063)
Pesquisa e Desenvolvimento		(14.897)	-	(14.897)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(1.849)	-	(1.849)
Outros		(12.643)	-	(12.643)
Ultrapassagem de demanda		(5.184)	-	(5.184)
Excedente de reativos		(7.460)	-	(7.460)
Total		1.154.028	778.807	1.932.835

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	880.653.030	880.653.030	100,00
Ações em tesouraria	1	1	-
Total	880.653.031	880.653.031	100,00

20.1 - Aumento de capital

Na Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") de 27 de abril de 2018, foi aprovado o aumento de capital social, sem emissão de novas ações, nos termos da Lei nº 6.404/1976 artigo nº 297, no montante total de R\$ 350.000 integralizado pela CPFL Energia, referente a créditos relativos a adiantamentos para futuro aumento de capital ("AFAC").

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 lucro

É composta por:

- a) Reserva legal, no montante de R\$ 81.435

20.4 - Resultado abrangente acumulado:

20.4.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 1.483.602 (R\$ 979.177 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 23/02/2010.

20.4.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 586.695 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

20.5 – Distribuição de dividendo 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) dividendo mínimo obrigatório, no montante de R\$ 49.798, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,056546882; (ii) dividendo adicional proposto, no montante de R\$ 23.201, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,026345749 e (iii) Juros sobre Capital Próprio proposto (“JCP”), no valor total de R\$ 111.905 (R\$ 95.120 líquido de IRRF), sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,127070877 (R\$ 0,108010246 líquido de IRRF).

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

- d) dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 24.597, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,027930064.
- e) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 129.663 (R\$ 110.214 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,147235563 (R\$ R\$ 0,125150228 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.
- f) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 397.190 atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ R\$ 0,451017274.

No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 100.120 referente a dividendos.

20.6 - 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:

	<u>2018</u>
Lucro líquido societário do exercício	649.516
Reversão da reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	404.298
Efeitos negativos da adoção inicial do CPC 48	<u>(27.244)</u>
Lucro líquido societário - base para destinação	1.026.570
Reserva Legal	(32.476)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(442.645)
Juros sobre o capital próprio	(129.663)
Dividendo mínimo obrigatório	(24.597)
Dividendo adicional proposto	(397.190)

21. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fornecimento - Faturado	4.495.666	4.388.184	20.449.976	20.372.915	7.501.664	6.971.491
Residencial	4.099.029	3.988.236	9.425.800	9.186.226	3.663.961	3.332.189
Industrial	28.457	29.345	2.548.448	2.759.408	984.186	999.987
Comercial	245.316	248.997	4.210.054	4.305.613	1.620.148	1.547.789
Rural	81.620	80.878	1.263.882	1.194.625	297.368	253.239
Poder público	27.827	27.786	729.915	733.423	258.090	242.021
Iluminação pública	8.529	8.171	1.002.252	988.780	233.956	206.305
Serviço público	4.888	4.771	1.269.626	1.204.839	443.956	389.962
Consumo próprio	475	460	20.889	20.253	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			930.588	2.645.152	312.207	672.502
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					5.733.852	5.013.418
Consumidores Cativos					4.468.886	3.901.940
Consumidores Livres					1.264.966	1.111.478
(-) Transferências					-	(58.004)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda					-	(17.558)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos					-	(40.446)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					52.840	(87.716)
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					641.124	793.583
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					533.639	1.067.205
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(55.132)	(12.685)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					162.617	(260.937)
Outras Receitas Vinculadas					560.270	522.305
Serviços Cobráveis					12.903	13.043
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					547.366	509.262
Total	4.496.141	4.388.644	21.401.452	23.038.319	14.801.956	13.827.578

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 n° 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 3° 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 4° ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de novembro de 2017, 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 5° 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 n° 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 – Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”), e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.381, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 12,68%, sendo 8,67% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,01% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 16,90%.

Em 04 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.217, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2017, em -0,80%, sendo 2,13% referentes ao reajuste tarifário econômico e -2,93% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -10,50%.

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 -15,28% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente no mês de 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\$ 547.366 (R\$ 509.262 no exercício de 2017), sendo: (i) R\$ 33.481 (R\$ 43.834 em 2017) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 477.375 (R\$ 428.581 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 475 (R\$ 36.847 em 2017) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 36.035 de subvenção CCRBT. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros ativos circulantes na rubrica contas a receber – CDE (nota 10), e outros passivos circulantes 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\$ 576.367. Deste montante R\$ 164.196, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 412.171 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\$ 61.522, referente a Bandeira Tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em taxas regulamentares (nota 15).

21.5 – Conta de desenvolvimento energético – CDE

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória 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
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	4.853.843	5.314.960	1.142.229	1.060.763
Energia de curto prazo	1.372.935	191.847	520.450	33.355
PROINFA	503.059	512.360	155.895	145.860
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	18.421.866	20.708.153	4.539.824	5.322.344
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(563.417)	(607.015)
Subtotal	25.151.703	26.727.321	5.794.980	5.955.308
<u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			872.352	652.021
Encargos de transporte de itaipu			116.204	72.180
Encargos de conexão			25.021	21.419
Encargos de uso do sistema de distribuição			23.936	15.495
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			(49.536)	(211.673)
Encargos de energia de reserva - EER			61.295	-
Crédito de PIS e COFINS			(97.057)	(50.823)
Subtotal			952.214	498.618
Total			6.747.194	6.453.927

(*) Conta de energia de reserva

23. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2018	2017
Pessoal e Administradores		
<u>Pessoal</u>		
Remuneração	214.793	214.223
Encargos	59.727	59.299
Previdência privada - Corrente	14.166	15.474
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	62.295	84.464
Programa de demissão voluntária	246	6
Despesas rescisórias	12.998	15.581
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	26.850	26.353
Outros benefícios - Corrente	68.358	65.322
Outros (a)	3.711	2.929
Subtotal	463.143	483.650
<u>Administradores</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	3.243	4.780
Benefícios dos administradores	2.944	2.397
Subtotal	6.186	7.177
Total	469.329	490.828

(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	33.043	110.034
Acréscimos e multas moratórias	124.275	118.387
Atualização de créditos fiscais	4.861	5.665
Atualização de depósitos judiciais	22.159	29.703
Atualizações monetárias e cambiais	305.364	17.730
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	22.573	12.358
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	116.133	66.051
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(17.046)	(16.910)
Outros	16.119	15.333
Total	627.481	358.352
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(232.650)	(242.843)
Atualizações monetárias e cambiais	(376.169)	(197.052)
(-) Juros capitalizados	6.459	7.728
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(78.619)	(106.970)
Outros	(37.853)	(39.690)
Total	(718.832)	(578.827)
Resultado Financeiro	(91.352)	(220.475)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,50% a.a. até abril de 2018 e, a partir de maio de 2018 a taxa média é de 8,09% a.a. sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 201.792 no exercício de 2018 (perdas de R\$ 114.718 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:

- 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.
- 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 e faturas de compra de energia com a CPFL Geração e faturas de prestação de serviço com a CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos, TI Nect Serviços de Informática e Nect Serviços Administrativos, cujos vencimentos originais eram de agosto a dezembro de 2017.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 6.186 (R\$ 7.177 em 2017). Este valor é composto por R\$ 4.526 (R\$ 5.942 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 160 (R\$ 166 em 2017) de benefícios pós-emprego e R\$ 1.500 (R\$ 1.069 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:

Empresas	Despesa / Custo	
	2018	2017
Encargos - Rede básica		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	65.446	37.660

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia, 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.	-	223	-	29	-	-	(120)	(2.468)
CPFL Brasil Varejista S.A.	1	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Companhia Piratininga de Força e Luz	1.191	557	2.173	695	-	-	2.613	407
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	-	-	-	-	-	-	(643)
Companhia Leste Paulista de Energia (**)	-	-	-	-	-	-	-	(184)
Companhia Sul Paulista de Energia (**)	-	-	-	-	-	-	-	(243)
Companhia Jaguari de Energia	794	132	282	22	-	-	(4.358)	(84)
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	-	-	-	-	-	-	(125)
Rio Grande Energia S.A. (**)	1.619	352	176	28	-	-	(6.138)	(4.455)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	1.580	-	446	-	-	-	(10.270)	(10)
CPFL Geração de Energia S.A.	-	217	-	39	-	-	(113)	(2.232)
CPFL Energia S.A.	103	203	-	-	-	-	(595)	(2.401)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	5	79	5	4	-	-	-	(920)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	5	7	-	51	-	-	39	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(21)	(25)
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	-	(4)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	(4)	(3)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	241	239	-	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	7	6	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	-	-	875	866	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz (*)	-	-	-	-	-	13	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia (**)	-	-	-	-	-	2	-	-
Companhia Jaguari de Energia	-	-	-	-	33	12	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa (*)	-	-	-	-	-	4	-	-
Rio Grande Energia S.A. (**)	-	-	-	-	41	49	-	-
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	30	-	-	-	45	17	8	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	236	233	-	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	3	3	-	-
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	-	-	33	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	31	-	-	-	217	250	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	47	47	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	652	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	7	6	-	-
Adiantamentos - AFAC								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	350.000	-	-	-	-
Contrato de Mútuo								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	100.429	-	-	205	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	80.343	-	-	468	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	202.810	-	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual em curso, materiais e prestação de serviço								
Companhia Jaguari de Energia	4	-	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A.	12	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	125.329	73.661	9.243	12.663	-	40	50.827	35.728
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	21	-	2.373	11.044	-	-	25.250	24.489
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	509	9.231	-	-	18.853	17.871
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	3.008	32.214
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	74	-	-	-	150	173
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	685	12.631	-	-	25.688	25.243
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	36	54	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	20	-	-	-	425	-	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Piratininga de Força e Luz	1.368	1.596	-	-	17.168	17.697	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	11.674	73.657	-	-	148.138	139.770
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	26	19	-	-	231	223
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	7.786	10.707	15	-	76.946	83.295
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	336	326	-	-	3.490	3.384
Campos Novos Energia S.A.	-	-	56.654	33.590	-	-	229.888	201.536
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	9.810	27.341	-	-	122.938	107.139
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	25.236	23.720	-	-	305.768	268.763
CPFL Renováveis - Consolidado	629	466	402	584	4.697	4.635	6.365	6.601
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	212	275	-	-	9.624	9.459
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	10.864	3.931
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	59	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	126	-	-	12	126
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	119	-	-	10	119
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	190	-	-	14	215
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.327	1.165

(*) As informações referente ao resultado de 2018 estão apresentadas na Companhia Jaguari 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:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2018</u>
Ativo imobilizado	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	1.412.469
Transporte	Transporte nacional	180.092
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	88.879
Automóveis	Cobertura compreensiva	5.203
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	49.855
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
Total		<u>1.977.997</u>

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 de energia 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	197.579	197.579
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	146.391	146.391
					<u>343.970</u>	<u>343.970</u>
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	676.924	676.924
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	1.344.944	1.344.944
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	2.233.976	2.240.329
Debêntures - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	6.231	6.231
					<u>4.262.075</u>	<u>4.268.428</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\$ 6.063 em 2018 (um ganho de R\$ 347 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 e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo financeiro setorial.

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* 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 13). 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	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	146.390	-	146.390	153.704	(7.314)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,8% e 1,55%) ou (2,74% a 3,56%)	105,5% a 116% do CDI	mar/19 a ago/23	1.023.016
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	-	(6.231)	(6.231)	(3.253)	(2.978)	Euro + 0,79%	103,5% do CDI	fev/22	188.500
Total	146.390	(6.231)	140.160	150.451	(10.292)				
Circulante	65.435	-							
Não circulante	80.955	(6.231)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 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 reduzido conforme ocorre a 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	258.941	200.576	(309.066)	150.451
Para dívidas não designadas a valor justo	434	(4.785)	4.351	-
Marcação a mercado (*)	(15.695)	5.403	-	(10.292)
Total	243.680	201.194	(304.715)	140.160

(*) Os efeitos no resultado de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) ganho de R\$ 6.862 para as dívidas designadas a valor justo, (ii) perda de R\$ 1.459 para as dívidas não designadas a valor justo

Conforme mencionado acima a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para a qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 13).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 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)	
	2018	2017
Variação de taxas de juros	(4.784)	304
Marcação a mercado	(1.459)	2.268
Variação cambial	200.576	(89.612)
Marcação a mercado	6.862	(27.678)
Total	201.195	(114.718)

c) 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	(1.164.115)		(34.550)	265.116	564.783
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.190.828		35.343	(271.200)	(577.743)
	26.713	baixa dolar	793	(6.084)	(12.960)
Instrumentos financeiros passivos	(180.829)		(11.435)	36.631	84.697
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	184.784		11.685	(37.432)	(86.550)
	3.955	baixa euro	250	(801)	(1.853)
Total	30.668		1.043	(6.885)	(14.813)

(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 31.12.2018."

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

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

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 (a)	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	139.342				9.155	11.443	13.732
Instrumentos financeiros passivos	(1.505.564)				(98.916)	(123.644)	(148.373)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.235.453)				(81.169)	(101.462)	(121.754)
	(2.601.675)	alta CDI	6,40%	6,57%	(170.930)	(213.663)	(256.395)
Instrumentos financeiros passivos	(497.681)	alta TJLP e TLP	6,72% e 7,42%	7,03%	(34.987)	(26.240)	(17.493)
Instrumentos financeiros passivos	(742.361)	alta IPCA			(24.795)	(30.994)	(37.192)
Ativos e passivos financeiros setoriais	787.989		3,69%	3,34%	51.613	38.710	25.807
Instrumentos financeiros passivos	(26.597)				(1.742)	(1.307)	(871)
	761.392	baixa SELIC	6,40%	6,55%	49.871	37.403	24.936
Total	(3.080.325)				(180.841)	(233.494)	(286.144)

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 11.345.

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	1.019.259	7.353	-	-	-	-	1.026.612
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	11.627	194.277	279.123	750.101	987.986	225.332	2.448.446
Derivativos	28	-	30	159	532	6.300	-	7.021
Debêntures - principal e encargos	13	48.658	46.242	67.360	1.680.441	477.923	361.360	2.681.983
Encargos Setoriais	15	62.412	-	-	-	-	-	62.412
Consumidores e concessionárias	18	15.273	21.378	-	-	-	-	36.651
EPE / FNDCT / PROCEL	15	-	1.722	15.090	-	-	-	16.812
Convênio de arrecadação	18	40.188	-	-	-	-	-	40.188
Total		1.197.415	271.002	361.732	2.431.073	1.472.209	586.692	6.320.125

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	1.263.779	508.859	(770)	(22.068)
Compra estimada (*)	109.156	11.590	192.617	55.423
Total	1.372.935	520.450	191.847	33.355

(*) 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	751.958	284.539	2.578.789	664.123
Venda estimada (*)	109.149	13.444	-	-
Total	861.107	297.983	2.578.789	664.123

(*) 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 24 de janeiro de 2018 e 05 de março de 2018, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 003/2018 a proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), a vigorar a partir de 8 de abril de 2018, bem como definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.

Após análise das contribuições recebidas, amparada pelo laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e pelos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 03 de abril de 2018, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.381/2018, o resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista, onde foram, em média, reajustadas em 16,90% as tarifas, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Após a homologação do resultado, a CPFL Paulista vislumbrou a necessidade de interpor pedido de reconsideração à ANEEL, cujo pleito foi parcialmente acatado através do Despacho nº 382, de 12 de fevereiro de 2019. Dentre os resultados do recurso, destaca-se o provimento do pleito referente a Perdas Técnicas, Custos Operacionais e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, que resultaram em um componente financeiro de R\$ 27.748, a favor da distribuidora, a preço de abril/2018, a ser considerado no próximo reajuste tarifário.

30.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CRTTP, observando-se as seguintes diretrizes:

- a) Base Blindada - é composta pelos valores aprovados no laudo de avaliação do ciclo tarifário anterior, ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) Base Incremental - Corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as datas-bases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- c) Os valores finais da BRR são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas no período incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e
- e) A base de remuneração é atualizada pela variação do IGPM, 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 veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da 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, conforme Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL, de 27 de março de 2018:

Valores em Reais

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	16.819.652.798
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.901.176
(3) Obrigações Especiais Bruta	3.028.266.763
(4) Bens Totalmente Depreciados	4.330.843.355
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	9.456.641.504
(6) Depreciação Acumulada	9.966.704.009
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	6.852.948.789
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	769.931
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	6.852.178.858
(10) Almoarifado em Operação	5.487.477
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.980.470.215
(13) Terrenos e Servidões	316.111.339
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	5.193.307.459
(15) Saldo RGR PLPT	2.691.405
(17) Taxa de Depreciação	3,72%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	351.787.064
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	44.920.563
(20) Remuneração do Capital	681.309.739

30.3. 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.

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL, de 27 de março de 2018:

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	923.692.631
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	415.661.684
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	110.843.116
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	397.187.831
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	46.796.045
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	22.629.414
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	99.288.714
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	168.714.173

30.4. Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

De acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, no momento da Revisão Tarifária Periódica, os custos não gerenciáveis da Concessionária, a Parcela B, é ajustada por um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade, a serem aplicados ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA.

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET, levando em conta os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão. Assim, o Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação na revisão tarifária do 4CRTP conforme Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	0,96%
Componente Q do Fator X	0,17%

Para o índice de ajuste do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET. Tal índice foi especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado.

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
Ativo						
Ativo Circulante	4.006.663	(1.042.640)	2.964.022	4.093.936	(1.278.468)	2.815.468
Caixa e Equivalentes de Caixa	197.579	-	197.579	713.796	-	713.796
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.738.965	-	1.738.965	1.417.300	-	1.417.300
Serviços em Curso	51.047	-	51.047	66.549	-	66.549
Tributos Compensáveis	60.043	-	60.043	81.639	-	81.639
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	3.932	3.932
Almoxarifado Operacional	8.798	-	8.798	8.191	-	8.191
Investimentos Temporários	759	-	759	3.932	(3.932)	-
Ativos Financeiros Setoriais	1.708.508	(1.042.640)	665.868	1.437.493	(1.278.468)	159.025
Despesas Pagas Antecipadamente	29.135	-	29.135	24.491	-	24.491
Instrumentos Financeiros Derivativos	65.435	-	65.435	205.685	-	205.685
Outros Ativos Circulantes	146.392	-	146.392	134.861	-	134.861
Ativos de Operações Descontinuadas	687	(687)	-	687	(687)	-
Bens Destinados à Alienação	687	(687)	-	687	(687)	-
Ativo Não Circulante	9.204.181	(2.814.711)	6.389.470	7.686.814	(1.830.764)	5.856.050
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	49.326	-	49.326	59.886	-	59.886
Tributos Compensáveis	120.017	-	120.017	119.281	-	119.281
Depósitos Judiciais e Cauções	474.095	-	474.095	452.074	16.377	468.451
Investimentos Temporários	-	-	-	16.377	(16.377)	-
Tributos Diferidos	13.936	236.997	250.933	364.603	(142.370)	222.233
Ativos Financeiros Setoriais	454.192	(332.071)	122.121	493.943	(379.419)	114.523
Despesas Pagas Antecipadamente	3.450	-	3.450	3.134	-	3.134
Instrumentos Financeiros Derivativos	80.955	-	80.955	63.119	-	63.119
Ativo Financeiro da Concessão	-	3.026.780	3.026.780	-	2.626.291	2.626.291
Outros Ativos Não Circulantes	7.033	573	7.606	6.958	573	7.532
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	228	(228)	-	254	(254)	-
Imobilizado	7.643.093	(7.643.093)	-	5.810.315	(5.810.315)	-
Ativo contratual em curso	-	430.279	430.279	-	293.007	293.007
Intangível	357.856	1.466.051	1.823.907	296.871	1.581.723	1.878.595
Total do Ativo	13.211.530	(3.858.038)	9.353.492	11.781.437	(3.109.919)	8.671.518

	31/12/2018			31/12/2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo						
Passivo Circulante	3.449.360	(1.042.778)	2.406.582	5.299.236	(1.278.468)	4.020.768
Fornecedores	1.026.612	-	1.026.612	1.463.281	-	1.463.281
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	454.391	-	454.391	1.680.833	(180.772)	1.500.062
Obrigações Sociais e Trabalhistas	67.504	-	67.504	61.857	-	61.857
Benefício Pós-Emprego	64.647	-	64.647	45.606	-	45.606
Tributos	310.094	-	310.094	254.855	-	254.855
Mútuos passivo	-	-	-	-	180.772	180.772
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	202.810	-	202.810	49.798	-	49.798
Encargos Setoriais	187.494	(138)	187.357	382.583	-	382.583
Passivos Financeiros Setoriais	1.042.640	(1.042.640)	-	1.278.468	(1.278.468)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	5.236	-	5.236
Outros Passivos Circulantes	93.167	-	93.167	76.717	-	76.717
Passivo Não Circulante	7.391.251	(2.355.207)	5.036.044	5.388.164	(2.107.818)	3.280.347
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.801.453	-	3.801.453	1.924.881	-	1.924.881
Benefício Pós-Emprego	856.082	-	856.082	658.829	-	658.829
Provisão para Litígios	273.904	-	273.904	236.680	-	236.680
Encargos Setoriais	94.105	-	94.105	86.907	-	86.907
Passivos Financeiros Setoriais	332.071	(332.071)	-	379.419	(379.419)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.231	-	6.231	19.888	-	19.888
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	350.000	350.000
Outros Passivos Não Circulantes	4.268	-	4.268	353.162	(350.000)	3.162
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	2.023.136	(2.023.136)	-	1.728.398	(1.728.398)	-
Total do Passivo	10.840.611	(3.397.985)	7.442.626	10.687.400	(3.386.285)	7.301.115
Patrimônio Líquido						
Capital Social	1.273.423	-	1.273.423	923.423	-	923.423
Reservas de Capital	179.192	-	179.192	179.192	-	179.192
Outros Resultados Abrangentes	392.482	(965.159)	(572.677)	(265.044)	(148.403)	(413.448)
Reservas de Lucros	81.435	552.303	633.738	48.959	513.956	562.915
Prejuízos Acumulados	47.197	(47.197)	-	89.186	(89.186)	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	397.190	-	397.190	118.321	-	118.321
Total do Patrimônio Líquido	2.370.919	(460.053)	1.910.866	1.094.037	276.366	1.370.403
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	13.211.530	(3.858.038)	9.353.492	11.781.437	(3.109.919)	8.671.518

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 de 2018:

	Reclassificações					Ajustes					Societário	
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigações Especial (b)	Bens não vinculados	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)		IR e CS Diferidos (31.3.6)
Ativo												
Ativo Circulante												
Ativos Financeiros Setoriais	1.708.509	(1.042.640)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	665.868
Ativos de operações descontinuadas e bens destinados a alienação	687	-	-	(687)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante												
Tributos diferidos	13.936	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236.997	250.933
Ativos Financeiros Setoriais	454.192	(332.071)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122.121
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	2.268.256	-	-	-	758.524	-	-	-	-	3.026.780
Outros Ativos Não Circulantes	7.033	-	-	687	-	(114)	-	-	-	-	-	7.606
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	228	-	-	-	-	(228)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	7.643.093	-	-	(5.484.557)	-	-	(2.158.536)	-	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	-	520.581	(90.301)	-	-	-	-	-	-	430.279
Intangível	357.856	-	(2.268.256)	4.963.976	(1.154.028)	228	(103.760)	-	27.890	-	-	1.823.907
Total	10.185.533	(1.374.711)	-	-	(1.244.329)	-	(2.262.409)	758.524	27.890	-	236.997	6.327.495
Passivo												
Passivo Circulante												
Encargos Setoriais	187.494	-	-	-	-	-	-	-	-	(138)	-	187.357
Passivos Financeiros Setoriais	1.042.640	(1.042.640)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	332.071	(332.071)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	2.023.136	-	-	-	(1.244.329)	-	(778.807)	-	-	-	-	-
Total	3.585.342	(1.374.711)	-	-	(1.244.329)	-	(778.807)	-	-	(138)	-	187.357
Total	6.600.191	-	-	-	-	-	(1.483.602)	758.524	27.890	138	236.997	6.140.138

(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 de 2017:

	Reclassificações								Ajustes				Societário	
	Regulatório	Cauções de aplicações financeiras (b)	Mútuos passivos (b)	Adiantamento para futuro aumento de capital (b)	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Bens não vinculados	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)
Ativo														
Ativo Circulante														
Depósitos Judiciais e Cauções	-	3.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.932
Investimentos Temporários	3.932	(3.932)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais	1.437.493	-	-	-	(1.278.468)	-	-	-	-	-	-	-	-	159.025
Ativos de operações descontinuadas e bens destinados a alienação	687	-	-	-	-	(687)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante														
Depósitos Judiciais e Cauções	452.074	16.377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	468.451
Investimentos Temporários	16.377	(16.377)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos	364.603	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(142.370)	-	222.233
Ativos Financeiros Setoriais	493.943	-	-	-	(379.419)	-	-	-	-	-	-	-	-	114.523
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	-	-	-	2.013.718	-	-	-	612.572	-	-	-	2.626.290
Outros Ativos Não Circulantes	6.958	-	-	-	-	-	687	-	(114)	-	-	-	-	7.532
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	254	-	-	-	-	-	-	(254)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	5.810.315	-	-	-	-	(5.133.350)	-	-	(676.965)	-	-	-	-	-
Intangível	296.871	-	-	-	-	(2.013.718)	5.133.350	(1.223.127)	254	(53.047)	-	31.018	-	2.171.601
	8.883.507	-	-	-	(1.657.887)	-	-	(1.223.127)	-	(730.125)	612.572	31.018	(142.370)	5.773.588
Passivo														
Passivo Circulante														
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.680.833	-	(180.772)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.500.062
Passivos Financeiros Setoriais	1.278.468	-	-	-	(1.278.468)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mútuo	-	-	180.772	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	180.772
Passivo Não Circulante														
Passivos Financeiros Setoriais	379.419	-	-	-	(379.419)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	350.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	350.000
Outros Passivos Não Circulantes	353.162	-	-	(350.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.162
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	1.728.398	-	-	-	-	-	-	(1.223.127)	-	(505.271)	-	-	-	-
	5.420.281	-	-	-	(1.657.887)	-	-	(1.223.127)	-	(505.271)	-	-	-	2.033.996
Total	3.463.226	-	-	-	-	-	-	-	-	(224.854)	612.572	31.018	(142.370)	3.739.592

(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	9.353.492	8.671.518
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	9.247.582	4.801.572
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(6.985.173)	(4.071.447)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(758.524)	(612.572)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(27.890)	(31.018)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(236.997)	142.370
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	1.374.711	1.657.887
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	1.244.329	1.223.127
Total do ativo regulatório	<u>13.211.530</u>	<u>11.781.437</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 é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	1.910.866	1.370.403
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	7.839.636	4.088.419
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(6.356.034)	(3.863.566)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(758.524)	(612.572)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(27.890)	(31.018)
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	(138)	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(236.997)	142.370
Patrimônio líquido regulatório	<u>2.370.919</u>	<u>1.094.037</u>

31.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2018			2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário Reclassificado
Receita / Ingresso	14.801.956	1.015.724	15.817.680	13.827.578	1.059.192	14.886.770
Fornecimento de Energia Elétrica	7.554.504	-	7.554.504	6.883.775	-	6.883.775
(-) Transferências	-	-	-	(58.004)	-	(58.004)
Suprimento de Energia Elétrica	14.224	-	14.224	8.379	-	8.379
Energia Elétrica de Curto Prazo	297.983	-	297.983	664.123	-	664.123
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	5.733.852	(13.932)	5.719.920	5.013.418	-	5.013.418
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	641.124	-	641.124	793.583	-	793.583
Serviços Cobráveis	12.903	-	12.903	13.043	-	13.043
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	547.366	-	547.366	509.262	-	509.262
Outras Receitas	-	1.029.656	1.029.656	-	1.059.192	1.059.192
Tributos	(3.789.093)	-	(3.789.093)	(3.492.648)	-	(3.492.648)
ICMS	(2.398.068)	-	(2.398.068)	(2.199.598)	-	(2.199.598)
PIS-PASEP	(248.060)	-	(248.060)	(230.611)	-	(230.611)
COFINS	(1.142.581)	-	(1.142.581)	(1.062.071)	-	(1.062.071)
ISS	(383)	-	(383)	(367)	-	(367)
Encargos - Parcela "A"	(2.136.155)	138	(2.136.017)	(2.067.527)	-	(2.067.527)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(45.405)	69	(45.336)	(41.902)	-	(41.902)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(45.405)	69	(45.336)	(41.902)	-	(41.902)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.870.272)	-	(1.870.272)	(1.482.318)	-	(1.482.318)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(10.031)	-	(10.031)	(8.271)	-	(8.271)
Outros Encargos	(165.042)	-	(165.042)	(493.133)	-	(493.133)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	8.876.708	1.015.862	9.892.570	8.267.404	1.059.192	9.326.596
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(6.747.194)	(22.363)	(6.769.557)	(6.453.927)	-	(6.453.927)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(5.639.085)	(22.363)	(5.661.448)	(5.809.448)	-	(5.809.448)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(155.895)	-	(155.895)	(145.860)	-	(145.860)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(952.214)	-	(952.214)	(498.618)	-	(498.618)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	2.129.514	993.499	3.123.013	1.813.477	1.059.192	2.872.669
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(1.430.885)	(663.200)	(2.094.084)	(1.386.882)	(861.262)	(2.248.144)
Pessoal e Administradores	(407.034)	35	(406.999)	(406.364)	37	(406.327)
Entidade de previdência privada	(62.295)	(35)	(62.330)	(84.464)	(37)	(84.501)
Material	(75.667)	-	(75.667)	(73.726)	-	(73.726)
Serviços de Terceiros	(393.559)	-	(393.559)	(373.433)	-	(373.433)
Arrendamento e Aluguéis	(2.605)	-	(2.605)	(2.684)	-	(2.684)
Seguros	(2.039)	-	(2.039)	(1.885)	-	(1.885)
Doações, Contribuições e Subvenções	(1.326)	-	(1.326)	(1.217)	-	(1.217)
Provisões	(67.177)	-	(67.177)	(90.525)	-	(90.525)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(67.547)	-	(67.547)	(58.527)	-	(58.527)
(-) Recuperação de Despesas	15.741	-	15.741	15.866	-	15.866
Tributos	(7.143)	-	(7.143)	(6.651)	-	(6.651)
Depreciação e Amortização	(429.247)	171.173	(258.074)	(300.461)	64.663	(235.798)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(95.709)	-	(95.709)	(96.091)	-	(96.091)
Outras Receitas Operacionais	239.500	(239.500)	-	134.131	(134.131)	-
Outras Despesas Operacionais	(74.777)	(594.873)	(669.649)	(40.853)	(791.794)	(832.647)
Resultado da Atividade	698.629	330.300	1.028.929	426.595	197.930	624.525
Resultado Financeiro	(91.352)	14.441	(76.911)	(220.475)	-	(220.475)
Receitas Financeiras	627.481	(348.845)	278.636	358.352	(66.051)	292.301
Despesas Financeiras	(718.832)	363.286	(355.546)	(578.827)	66.051	(512.776)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	607.278	344.741	952.019	206.120	197.930	404.050
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(185.290)	(117.212)	(302.502)	(56.400)	(67.296)	(123.696)
Resultado Líquido do Exercício	421.987	227.529	649.516	149.720	130.634	280.354
Atribuível aos Acionistas Controladores	421.987	227.529	649.516	149.720	130.634	280.354

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 de 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 (a)	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	5.733.853	-	(13.932)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.719.920
Outras receitas	-	655.417	-	228.288	-	-	-	-	-	145.952	-	-	-	-	1.029.656
Encargos - Parcela "A"															
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(45.405)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	-	-	(45.336)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(45.405)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	-	-	(45.336)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"															
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(5.639.085)	-	-	-	-	-	(22.363)	-	-	-	-	-	-	-	(5.661.448)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"															
Pessoal e Administradores	(407.034)	-	-	-	-	35	-	-	-	-	-	-	-	-	(406.999)
Entidade de previdência privada	(62.295)	-	-	-	-	(35)	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.330)
Depreciação e Amortização	(429.247)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.128)	-	-	-	(258.074)
Outras receitas operacionais	239.500	-	-	(228.288)	(11.213)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(74.777)	(655.417)	13.932	-	11.213	-	-	-	35.400	-	-	-	-	-	(669.649)
Resultado Financeiro															
Receitas Financeiras	627.481	-	-	-	-	(78.619)	-	(270.226)	-	-	-	-	-	-	278.636
Despesas Financeiras	(718.832)	-	-	-	-	78.619	22.363	270.226	-	-	-	-	(7.922)	-	(355.546)
Despesa com Impostos sobre o Lucro															
	(185.290)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(117.212)	(302.502)
Lucro Líquido															
	421.987	-	-	-	-	-	-	-	209.701	145.952	(3.128)	138	(7.922)	(117.212)	649.516

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

Reclassificações e ajustes de 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 (a)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.6)	
Receita/Ingresso										
Outras receitas	-	807.317	128.495	-	-	-	123.380	-	-	1.059.192
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"										
Pessoal e Administradores	(406.364)	-	-	37	-	-	-	-	-	(406.327)
Entidade de previdência privada	(84.464)	-	-	(37)	-	-	-	-	-	(84.501)
Depreciação e Amortização	(300.461)	-	-	-	-	67.791	-	(3.128)	-	(235.798)
Outras receitas operacionais	134.131	-	(128.495)	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(40.853)	(807.317)	-	5.636	-	9.887	-	-	-	(832.647)
Resultado Financeiro										
Receitas Financeiras	358.352	-	-	-	(66.051)	-	-	-	-	292.301
Despesas Financeiras	(578.827)	-	-	-	66.051	-	-	-	-	(512.776)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(56.400)	-	-	-	-	-	-	-	(67.296)	(123.696)
Lucro Líquido	149.720	-	-	-	-	77.678	123.380	(3.128)	(67.296)	280.354

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

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2018	2017
Lucro líquido conforme contabilidade societária	649.516	280.354
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(35.400)	(9.887)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(174.301)	(67.791)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(145.952)	(123.380)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	3.128	3.128
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	(138)	-
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)	7.922	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	117.212	67.296
Lucro líquido regulatório	421.987	149.720

31.3. Composição dos ajustes**31.3.1. Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória - Depreciação**

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, bens destinados a alienação e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 9, 11 e 19 deste relatório, estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2018:

	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	8.884.299	(6.725.763)	2.158.536
Ativo intangível	363.170	(259.410)	103.760
Bens destinados a alienação	114	-	114
Obrigações especiais	(1.407.946)	629.139	(778.807)
Total	7.839.636	(6.356.034)	1.483.602
Efeito IR e CSLL	(2.665.476)	2.161.052	(504.425)
Efeito líquido	5.174.160	(4.194.982)	979.177

Saldo em 31 de dezembro de 2017:

	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	4.663.822	(3.986.857)	676.965
Ativo intangível	137.636	(84.590)	53.047
Bens destinados a alienação	114	-	114
Obrigações especiais	(713.153)	207.881	(505.271)
Total	4.088.419	(3.863.566)	224.854
Efeito IR e CSLL	(1.390.063)	1.313.612	(76.450)
Efeito líquido	2.698.357	(2.549.953)	148.403

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 da 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 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
Arrendamentos e aluguéis	Até 1 ano	950	642	-	-	1.592
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 9 anos	4.413.391	9.248.634	10.042.709	19.331.135	43.035.869
Compra de energia de Itaipu	Até 9 anos	1.202.965	2.383.271	2.527.967	5.867.793	11.981.996
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 9 anos	1.009.195	2.757.827	3.617.838	7.253.711	14.638.571
Projetos de construção de Subestação	Até 1 ano	110	-	-	-	110
Total		6.626.611	14.390.374	16.188.514	32.452.639	69.658.138

33. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2018, um valor de R\$ 6.459 (R\$ 7.728 em 2017) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Presidente

GUSTAVO ESTRELLA

Vice Presidente

OSVALDO CIA

Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO

Diretor Presidente

YUEHUI PAN

Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS

Diretor Administrativo

THIAGO FREIRE GUTH

Diretor de Distribuição

ROBERTO SARTORI

Diretor de Gestão de Energia

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA

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 Paulista de Força e Luz
Campinas – SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Paulista 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 regulatórias foram elaboradas pela administração da Companhia Paulista 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 Paulista 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 das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Paulista de Força e Luz a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas



demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

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

a. Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada
(Consulte as notas explicativas 3.12 e 21 às demonstrações contábeis regulatórias)

A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que, em alguns casos, 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 Paulista 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 concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a 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



Thiago Rodrigues de Oliveira
Contador CRC 1SP259468/O-7

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

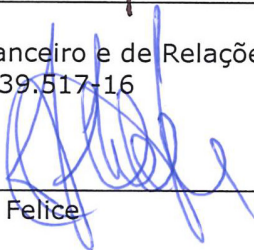
Concessionária: COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ



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.