

# Demonstrações Contábeis Societárias

## COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA

### Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

<b>ATIVO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	72.892	17.974
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	164.784	162.801
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	1.236	362
Outros tributos a compensar	7	8.422	8.537
Derivativos	29	9.452	-
Ativo financeiro setorial	8	66.525	-
Estoques		2.362	2.631
Outros créditos	11	24.403	28.243
<b>Total do circulante</b>		<b>350.075</b>	<b>220.548</b>
<b>Não circulante</b>			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	13.577	11.308
Depósitos judiciais	18	24.201	27.424
Outros tributos a compensar	7	12.248	12.458
Ativo financeiro setorial	8	7.365	-
Derivativos	29	485	-
Ativo financeiro da concessão	10	35.475	20.489
Outros créditos	11	272	14
Ativo contratual em curso	12	52.373	-
Intangível	12	707.275	718.356
<b>Total do não circulante</b>		<b>853.270</b>	<b>790.048</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>1.203.345</b>	<b>1.010.596</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017**  
(Em milhares de Reais)

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	13	83.228	113.719
Empréstimos e financiamentos	14	123.837	141.699
Debêntures	15	6.139	32.616
Taxas regulamentares	16	6.061	25.551
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17	448	994
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	17	28.846	28.457
Mútuo com Coligadas, controladas e controladora	26	-	46.780
Dividendo e juros sobre capital próprio	20	19.160	38.877
Obrigações estimadas com pessoal		4.032	4.096
Passivo financeiro setorial	8	-	3.389
Outras contas a pagar	19	29.928	27.812
<b>Total do circulante</b>		<b>301.678</b>	<b>463.989</b>
<b>Não circulante</b>			
Empréstimos e financiamentos	14	259.766	153.897
Debêntures	15	189.817	-
Débitos fiscais diferidos	9	5.293	327
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	31.308	29.482
Derivativos	29	9.032	1.167
Passivo financeiro setorial	8	-	8.385
Outras contas a pagar	19	14.411	12.886
<b>Total do não circulante</b>		<b>509.627</b>	<b>206.144</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
	<b>20</b>		
Capital social		170.413	170.396
Reserva de capital		529	563
Reserva legal		28.767	24.707
Reserva de retenção de lucros para investimento		-	18.041
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		-	48.305
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		190.432	71.558
Dividendo		-	6.893
Resultado abrangente acumulado		1.898	-
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>392.040</b>	<b>340.463</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>1.203.345</b>	<b>1.010.596</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**

**Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro  
de 2018 e 2017**

(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	<b>Nota explicativa</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>22</b>	<b>1.105.165</b>	<b>300.990</b>
<b>Custo do serviço</b>			
Custo com energia elétrica	23	(674.305)	(180.168)
Custo de operação	24	(108.006)	(29.591)
Custo do serviço prestado a terceiros	24	<u>(114.866)</u>	<u>(39.803)</u>
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>207.988</b>	<b>51.428</b>
<b>Despesas operacionais</b>	<b>24</b>		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(2.034)	(3.098)
Outras despesas com vendas		(22.519)	(6.029)
Despesas gerais e administrativas		(49.404)	(18.413)
Outras despesas operacionais		<u>(5.126)</u>	<u>(2.072)</u>
<b>Resultado do serviço</b>		<b>128.904</b>	<b>21.814</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>25</b>		
Receitas financeiras		26.601	6.924
Despesas financeiras		<u>(40.616)</u>	<u>(13.589)</u>
		<b>(14.015)</b>	<b>(6.666)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>114.889</b>	<b>15.149</b>
Contribuição social	9	(9.243)	(912)
Imposto de renda	9	<u>(24.455)</u>	<u>(2.517)</u>
		<b>(33.698)</b>	<b>(3.429)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b><u>81.191</u></b>	<b><u>11.720</u></b>
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	21	<b>226,12</b>	<b>55,58</b>
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	21	-	<b>61,14</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

## COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA

### Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	2018	2017
<b>Lucro líquido do exercício</b>	81.191	11.720
<b>Outros resultados abrangentes</b>		
<b>Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	1.376	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>82.567</b>	<b>11.720</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Reserva de Lucros										
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimentos	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Reserva estatutária - reforço de capital de giro	Reserva de retenção de dividendo não distribuído	Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	20.632	86	2.296	-	5.055	-	-	2.186	-	-	30.255
<b>Resultado abrangente total</b>											
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.720	11.720
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>											
Agrupamento de concessão - 31/10/2017 (nota 1.1)	149.764	486	19.296	18.041	45.174	26.486	42.643	-	-	-	301.891
Constituição da reserva legal	-	-	3.115	-	-	-	-	-	-	-	(3.115)
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	45.072	(42.643)	-	-	-	(2.429)
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(10)	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	(1.923)	-	-	-	-	-	1.923
<b>Transações de capital com os acionistas</b>											
Juros sobre o capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	-	6.893	-	(8.109)	(1.216) <sup>(1)</sup>
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(2.186)	-	-	(2.186)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	170.396	563	24.707	18.041	48.305	71.558	-	6.893	-	-	340.463
<b>Resultado abrangente total</b>											
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81.191	81.191
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado	-	-	-	-	-	-	-	-	1.898	(522)	1.376
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.556)	(1.556)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>											
Aumento de Capital	17	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	4.060	-	-	-	-	-	-	-	(4.060)
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	-	-	-	-	-	16
Reversão da reserva estatutária no exercício - AGE de 27/04/2018 (nota 20.3)	-	-	-	-	(48.305)	-	-	-	-	-	(48.305)
Reversão da reserva de retenção de lucros para investimentos	-	-	-	(18.041)	-	-	-	-	-	-	18.041
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	118.874	-	-	-	-	118.874
<b>Transações de capital com os acionistas</b>											
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.541)	(22.541)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(6.893)	-	-	(6.893)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	170.413	529	28.767	-	-	190.432	-	-	1.898	-	392.040

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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**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>
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>114.889</b>	<b>15.148</b>
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>		
Amortização	45.437	10.949
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	5.893	3.849
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	2.034	3.098
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	31.836	11.117
Perda (ganho) na baixa de não circulante	5.129	2.072
Outros	-	(44)
	<u><b>205.217</b></u>	<u><b>46.189</b></u>
<b>Redução (aumento) nos ativos operacionais</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(8.680)	1.398
Tributos a compensar	(548)	129
Depósitos judiciais	4.258	(109)
Ativo financeiro setorial	(63.412)	6.617
Contas a receber - aporte CDE	8.376	(2.881)
Outros ativos operacionais	(9.794)	(275)
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais</b>		
Fornecedores	(30.491)	(26.302)
Outros tributos e contribuições sociais	(2.268)	637
Taxas regulamentares	(19.490)	5.718
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(8.815)	(2.281)
Passivo financeiro setorial	(18.543)	(14.747)
Contas a pagar - CDE	(847)	1.501
Outros passivos operacionais	9.383	2.943
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>	<u><b>64.346</b></u>	<u><b>18.537</b></u>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(55.192)	(3.632)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(30.309)	(8.883)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<u><b>(21.155)</b></u>	<u><b>6.022</b></u>
<b>Atividades de investimentos</b>		
Aumento de caixa decorrente do agrupamento das distribuidoras	-	26.440
Adições de ativo contratual em curso	(104.005)	-
Adições de intangível	-	(45.332)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimentos</b>	<u><b>(104.005)</b></u>	<u><b>(18.892)</b></u>
<b>Atividades de financiamentos</b>		
Captação de empréstimos e debêntures	413.389	483
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(136.339)	(17.872)
Liquidação de operações com derivativos	(3.921)	(1.692)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(45.770)	-
Operações de mútuo com a controladora	(47.280)	38.380
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<u><b>180.079</b></u>	<u><b>19.299</b></u>
<b>Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>54.918</u>	<u>6.429</u>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<u><b>17.974</b></u>	<u><b>11.544</b></u>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<u><u><b>72.891</b></u></u>	<u><u><b>17.974</b></u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**

**Demonstração do valor adicionado para os períodos findos em 31 de dezembro 2018 e 2017**

(Em milhares de Reais)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>1 - Receita</b>	<b>1.678.739</b>	<b>479.259</b>
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.566.104	338.150
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	114.669	39.727
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(2.034)	(3.098)
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(946.336)</b>	<b>(271.013)</b>
2.1 Custo com energia elétrica	(746.822)	(200.575)
2.2 Material	(82.580)	(23.748)
2.3 Serviços de terceiros	(89.611)	(37.782)
2.4 Outros	(27.322)	(8.908)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>732.403</b>	<b>208.247</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(45.532)</b>	<b>(10.970)</b>
4.1 Amortização	(45.532)	(10.970)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>686.871</b>	<b>197.276</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>28.154</b>	<b>7.507</b>
6.1 Receitas financeiras	28.154	7.507
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>715.025</b>	<b>204.784</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>		
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>53.613</b>	<b>13.918</b>
8.1.1 Remuneração direta	31.982	8.420
8.1.2 Benefícios	19.506	4.858
8.1.3 F.G.T.S	2.125	640
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>538.260</b>	<b>165.150</b>
8.2.1 Federais	305.544	93.972
8.2.2 Estaduais	232.538	71.118
8.2.3 Municipais	178	60
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>41.962</b>	<b>13.997</b>
8.3.1 Juros	41.239	13.736
8.3.2 Aluguéis	723	261
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>81.191</b>	<b>11.720</b>
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	22.541	8.109
8.4.2 Lucros retidos	58.650	3.610
	<b>715.025</b>	<b>204.784</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

# Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" 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 Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 457 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo totalizaram 1.538 GWh.

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, o que também fez com que a CPFL Santa Cruz, em 2018, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, na categoria de Melhor Responsabilidade Social de distribuidoras com até 500 mil consumidores.

## 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 2019<sup>1</sup>, 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%<sup>1</sup> 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 2019<sup>1</sup>. 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 2020<sup>1</sup>.

## Tarifas de energia elétrica

### Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2018:

Em 13 de março de 2018, a ANEEL publicou a REH nº 2.376 da CPFL Santa Cruz.

Considerando o agrupamento das concessões em 31/12/2017, os mesmos percentuais de reajuste foram considerados para todas as concessões, porém, o efeito percebido pelo consumidor é diferente em cada uma das concessões, conforme a distribuidora anterior responsável pelo atendimento, conforme demonstrado no quadro a seguir:

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.376	2.376	2.376	2.376	2.376
<b>Reajuste</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>
Parcela A	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%
Parcela B	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%
Componentes Financeiros	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>5,32%</b>	<b>7,03%</b>	<b>21,15%</b>	<b>7,50%</b>	<b>3,40%</b>
Data de entrada em vigor	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018

## 3. Desempenho operacional

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



**Cientes:** a CPFL Santa Cruz encerrou o ano de 2018 com 457 mil clientes, com aumento de 10 mil consumidores.

### Vendas de energia

Em 2018, as vendas para o mercado cativo totalizaram 2.258 GWh.

### Qualidade dos serviços prestados

**Atendimento ao cliente:** a CPFL Santa Cruz obteve, em 2018, os Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 78,2%, 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 Santa Cruz 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 6,01 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 5,09 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:** Em 2018, a CPFL Santa Cruz acumulou receita líquida de R\$ 1.105 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.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
	2018	2017
<b>Lucro Líquido</b>	<b>81.191</b>	<b>11.720</b>
Amortização	45.437	10.949
Resultado Financeiro	14.015	6.666
Contribuição Social	9.243	912
Imposto de Renda	24.455	2.517
<b>EBITDA</b>	<b>174.341</b>	<b>32.764</b>

Em 2018, o EBITDA da CPFL Santa Cruz foi de R\$ 174 milhões.

**Lucro líquido:** Em 2018, a CPFL Santa Cruz apurou lucro líquido de R\$ 81 milhões. Esse resultado é reflexo do efeito positivo do EBITDA (R\$ 174 milhões).

**Endividamento:** no final de 2018, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Santa Cruz atingiu R\$ 579 milhões.

## 5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 104 milhões na ampliação, considerarmos as cinco distribuidoras agrupadas, 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 Santa Cruz 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:** principal órgão interno de governança da sustentabilidade, também responsável pelo monitoramento da Plataforma.

**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 Jaguari atua, destaca-se: **(i) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.)** – Em 2018, a CPFL Jaguari destinou R\$ 90.000,00 para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de uma cidade da área de concessão. O repasse irá apoiar os Conselhos em um programa de capacitação e desenvolvimento institucional; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2018, a CPFL Santa Cruz destinou R\$ 50.000,00 ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de um município para apoiar projetos em Montenegro/RS; **(iii) Apoio ao Pronon – Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (1% I.R.)** – Em 2018, a CPFL Santa Cruz destinou R\$ 100.000,00 para apoiar projetos de ampliação tecnológica de Hospitais de Atendimento à Pessoas com Câncer em Caxias do Sul/RS; **(iv) Programa de Voluntariado** - Em 2018 foram desenvolvidas 4 ações que envolveram cerca de 50 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em uma cidade da área de concessão beneficiaram aproximadamente 120 pessoas diretamente; **(v) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** - O objetivo do Programa de Eficiência Energética é promover o uso eficiente e racional de Energia Elétrica por meio de projetos. Em 2018, investimos R\$ 4 milhões em projetos de Eficiência Energética. Contabilizamos, ainda, a conclusão de 9 projetos durante o ano de 2018, dos quais apuramos os seguintes quantitativos: entre os clientes de baixo poder aquisitivo, foram atendidas 107 prédios públicos a substituição de 13.826 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); entre os clientes da tipologia de Poder Público, Serviço

Público, Industrial, Comercial ou Residencial, foram contabilizados o atendimento de 32 Prédios Públicos, 16 Hospitais, 1 Indústria e 89 Escolas, resultando na substituição de 6.585 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED) e 27.858 Sistemas de Iluminação (Luminárias, Lâmpadas e Reatores). Em 2018 foram apropriados 3,9 milhões para o Programa de eficiência energética (0,4%) e R\$ 986 Mil (0,1%) foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL e **(vi) 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 20 novos eletricistas e 24 ainda estão em treinamento. Ao todo, foram 16 contratados.

**Gestão ambiental:** (i) a CPFL Santa Cruz possui um Sistema de Gestão Ambiental estruturado nos requisitos da norma ISO 14001 e segue as diretrizes do SGA da CPFL Energia; (ii) suas Estações Avançadas são periodicamente avaliadas quanto aos riscos ambientais e requisitos legais, com estabelecimento de um ranking e de um plano de ação para melhorias; (iii) para situações de emergências ambientais, a distribuidora possui contrato com empresa especializada, além de um seguro. Para ocorrências de menor extensão, kits de emergência estão disponíveis para uso imediato; (iv) em 2018, a empresa realizou o inventário de emissões de gases de efeito estufa relativas a 2017, integrante do inventário da CPFL Energia, reconhecido com Selo Ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol; (v) deu continuidade ao Programa de Arborização Urbana, com doações de mudas a Prefeituras.

## 7. Auditores Independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Santa Cruz para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da nova CPFL Santa Cruz.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox, a KPMG prestou serviços de assecuração de *covenants*, revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF) e serviços de *compliance* tributário.

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.

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 Santa Cruz agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e 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](http://www.cpfl.com.br/ri).**

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**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 Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, 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 social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 457 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

**1.1 Agrupamento de concessões de distribuição de energia elétrica**

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das seguintes distribuidoras de energia elétrica, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 01 de janeiro de 2018 a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora, Companhia Jaguari de Energia, com nome fantasia de CPFL Santa Cruz.

Em 27 de novembro de 2017, com base em Laudo de Avaliação Contábil na data base de 31 de outubro de 2017, a Diretoria Executiva ratificou a incorporação das distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia.

Em 31 de dezembro de 2017, através das Assembleias Gerais Extraordinárias (“AGE”) realizadas nas empresas agrupadas foi ratificada a decisão da Diretoria Executiva de 27 de novembro de 2017.

O Acervo das incorporadas foi avaliado com base em seu valor contábil, calculado com base nos balanços patrimoniais das incorporadas na data base de 31 de outubro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os Laudos de Avaliação dos acervos das incorporadas foram vertidos para a Companhia Jaguari de Energia, em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. e foram preparados pela empresa de avaliação independente KPMG Auditores Independentes. De acordo com o artigo 224, inciso III da Lei das S.A., foi definido pela administração no “protocolo de incorporação e instrumento de justificação”, que a variação patrimonial dos acervos ocorrida entre a data base da operação, 31 de outubro de 2017, e a data da efetivação da incorporação, 31 de dezembro de 2017, foi refletida na incorporadora diretamente em contas de resultado do período, afetando o patrimônio líquido.

O acervo das empresas incorporadas apurado na data base de 31 de outubro de 2017 está demonstrado abaixo:

Acervo Líquido Contábil	Santa Cruz 31/10/2017	Leste Paulista 31/10/2017	Sul Paulista 31/10/2017	Mococa 31/10/2017	Total 31/10/2017
<b>ATIVO</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	20.078	3.506	1.653	1.202	26.440
Consumidores, concessionárias e permissionárias	80.475	24.459	26.601	16.511	148.047
Tributos a compensar	7.428	3.201	4.583	1.693	16.905
Ativo financeiro da concessão	7.147	2.607	3.032	1.526	14.312
Intangível	257.435	120.213	156.899	84.265	618.812
Outros ativos	19.251	12.977	12.603	5.647	50.478
<b>Total do Ativo</b>	391.814	166.962	205.372	110.844	874.993
<b>PASSIVO</b>					
Fornecedores	68.228	16.828	24.825	11.294	121.175
Empréstimos e financiamentos	82.163	65.497	63.761	44.822	256.244
Debêntures	33.787	-	-	-	33.787
Impostos, taxas e contribuições	11.340	4.341	6.305	3.264	25.249
Dividendo e juros sobre capital próprio	5.503	2.030	18.285	4.759	30.576
Passivo financeiro setorial	5.138	3.829	-	1.095	10.062
Encargos setoriais	17.366	4.857	7.918	3.278	33.418
Provisões para contingências	4.223	10.044	6.724	2.094	23.084
Outros passivos	15.001	3.933	16.173	4.402	39.509
<b>Total do Passivo</b>	242.748	111.358	143.990	75.007	573.103
<b>ACERVO LÍQUIDO CONTÁBIL</b>	<b>149.067</b>	<b>55.605</b>	<b>61.382</b>	<b>35.837</b>	<b>301.891</b>

## ( 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”).

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 29 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 e débitos 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 29);
- 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 18 – 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 22 – 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.

#### **2.6 Agrupamento das distribuidoras**

O registro contábil do acervo apurado na data base de 31 de outubro de 2017 e da variação patrimonial ocorrida entre a data base do acervo e a data da efetivação da incorporação ocorrida em 31 de dezembro de 2017, das empresas incorporadas, foram refletidas na Companhia diretamente em contas de patrimônio líquido e de resultado, respectivamente.

No intuito de um melhor entendimento dos números apresentados neste balanço e possibilitar a comparabilidade entre os exercícios, seguem quadros demonstrativos com os efeitos da incorporação:

a) Ativo das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>ATIVO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	5	14.648
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	136.737
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	422
Outros tributos a compensar	7	7.654
Ativo financeiro setorial	8	2.409
Estoques		2.352
Outros créditos	11	22.697
<b>Total do circulante</b>		<b>186.919</b>
<b>Não circulante</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	10.851
Depósitos judiciais	18	23.461
Outros tributos a compensar	7	11.450
Créditos fiscais diferidos	9	660
Ativo financeiro da concessão	10	14.847
Outros créditos	11	12
Intangível	12	639.983
<b>Total do não circulante</b>		<b>701.266</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>888.185</b>

b) Passivo das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	13	96.324
Empréstimos e financiamentos	14	127.881
Debêntures	15	32.616
Taxas regulamentares	16	20.734
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17	771
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	17	22.927
Coligadas, controladas e controladora	26	43.645
Dividendo e juros sobre capital próprio	20	30.576
Obrigações estimadas com pessoal		3.631
Passivo financeiro setorial	8	4.547
Outras contas a pagar	19	23.861
<b>Total do circulante</b>		<b>407.514</b>
<b>Não circulante</b>		
Empréstimos e financiamentos	14	123.958
Débitos fiscais diferidos	9	7.880
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	24.561
Derivativos	29	875
Passivo financeiro setorial	8	6.762
Outras contas a pagar	19	10.919
<b>Total do não circulante</b>		<b>174.955</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social	20	148.570
Reserva de capital		1.679
Reserva legal		19.296
Reserva de retenção de lucros para investimento		18.041
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		43.864
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		26.486
Dividendo		5.174
Lucros acumulados		42.605
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>305.716</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>888.185</b>

c) Demonstração dos resultados das empresas incorporadas de novembro e dezembro de 2017

	Nota explicativa	Novembro e dezembro de 2017
<b>Receita operacional líquida</b>	22	<b>877.657</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>		
Custo com energia elétrica	23	(493.101)
Custo de operação	24	(95.057)
Custo do serviço prestado a terceiros	24	(114.736)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>174.763</b>
<b>Despesas operacionais</b>	24	
Despesas com vendas		(23.408)
Despesas gerais e administrativas		(47.069)
Outras despesas operacionais		(4.585)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>99.702</b>
<b>Resultado financeiro</b>	25	
Receitas financeiras		25.907
Despesas financeiras		(47.508)
		<b>(21.601)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>78.101</b>
Contribuição social	9	(6.078)
Imposto de renda	9	(16.705)
		<b>(22.783)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>55.318</b>

### ( 3 ) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados, com exceção dos novos pronunciamentos e interpretações contábeis adotadas pela Companhia em 1º de janeiro de 2018 descritas na nota explicativa 3.14.

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

#### 3.1 Caixa e equivalentes de caixa

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

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

#### 3.2 Contratos de concessão

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

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

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base



de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 22).

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 29). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

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

Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

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

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

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

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

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

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

## **- Passivos financeiros**

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e, qualquer alteração na mensuração dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo, deve ser registrada contra outros resultados abrangentes.
- (ii) Mensurados subsequentemente ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros. Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 29.

## **- 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 a 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 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. O plano é caracterizado como Plano de Contribuição Definida, cuja 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.

### **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 22.3) 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 não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do *hedge* não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

A Companhia possui ativos relevantes registrados na rubrica de Ativo financeiro da concessão, anteriormente classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos do CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorreu em função da não classificação nas outras três categorias descritas no CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). Estes ativos passaram a ser classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma (CPC 48) e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo são registrados no resultado do exercício. No exercício de 2018 o valor registrado referente a este ativo era de R\$ 35.475 (R\$ 20.489 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\$ 73.890 (passivo de R\$ 11.774 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\$ 2.358 (R\$ 1.556 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\$ 791 (R\$ 522 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\$ 1.689 (nota 22).

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

### **c) ICPC 21 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira**

Divulgada em 21 de dezembro de 2017, a ICPC 21 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. A ICPC 21 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira da Companhia restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo desta interpretação e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Administração da Companhia avalia que a ICPC 21 não causou nem causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

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

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras:

#### **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.

#### **a) 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.

#### **b) 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 29) 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	27.161	15.443
Aplicações financeiras	45.731	2.530
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	2.428
Certificado de depósito bancário (b)	45.731	87
Fundos de investimento (c)	-	15
<b>Total</b>	<b><u>72.892</u></b>	<b><u>17.974</u></b>

- (a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDBs”) e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”).
- (b) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,3% do CDI.
- (c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 79% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDBs, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

**( 6 ) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS**

	Saldos	Vencidos		Total	
	vincendos	até 90 dias	> 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>					
<b>Classes de consumidores</b>					
Residencial	26.544	23.775	2.041	52.360	50.164
Industrial	12.927	3.936	4.063	20.927	23.395
Comercial	11.682	4.052	353	16.087	15.747
Rural	6.130	2.034	314	8.478	8.040
Poder público	3.267	1.757	529	5.553	4.854
Iluminação pública	4.956	1.453	431	6.839	6.229
Serviço público	4.089	1.895	136	6.121	6.028
<b>Faturado</b>	<b>69.595</b>	<b>38.902</b>	<b>7.867</b>	<b>116.365</b>	<b>114.457</b>
Não faturado	44.207	-	-	44.207	42.946
Parcelamento de débito de consumidores	7.538	1.204	799	9.541	6.056
Operações realizadas na CCEE	2.058	-	-	2.058	6.000
Concessionárias e permissionárias	1.532	-	-	1.532	804
	<b><u>124.930</u></b>	<b><u>40.106</u></b>	<b><u>8.666</u></b>	<b><u>173.703</u></b>	<b><u>170.263</u></b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(8.918)	(7.462)
<b>Total</b>				<b><u>164.784</u></b>	<b><u>162.801</u></b>
<b>Não circulante</b>					
Parcelamento de débito de consumidores	7.216	-	-	7.216	5.464
Energia livre	6.360	-	-	6.360	5.976
	<b><u>13.576</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>13.577</u></b>	<b><u>11.440</u></b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				-	(132)
<b>Total</b>				<b><u>13.577</u></b>	<b><u>11.308</u></b>

**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:

	<b>Consumidores, concessionárias e permissionárias</b>	<b>Outros créditos (nota 11)</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(223)</b>	<b>(60)</b>	<b>(283)</b>
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	(3.183)	(313)	(3.496)
Provisão revertida (constituída) líquida	(3.267)	(312)	(3.579)
Recuperação de receita	481	-	481
Baixa de contas a receber provisionadas	(1.402)	-	(1.402)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(7.594)</b>	<b>(685)</b>	<b>(8.279)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(4.369)	55	(4.314)
Recuperação de receita	2.280	-	2.280
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	(2.339)	(19)	(2.358)
Baixa de contas a receber provisionadas	3.106	-	3.106
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>(8.918)</b>	<b>(649)</b>	<b>(9.566)</b>

**( 7 ) TRIBUTOS A COMPENSAR**

	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b><u>Circulante</u></b>		
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>1.236</b>	<b>362</b>
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	441	959
ICMS a compensar	7.585	6.891
Programa de integração social - PIS	69	74
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	319	342
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	262
Outros	8	8
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>8.422</b>	<b>8.537</b>
<b>Total circulante</b>	<b>9.658</b>	<b>8.899</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
ICMS a compensar	12.248	12.458
<b>Total não circulante</b>	<b>12.248</b>	<b>12.458</b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar** – Referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

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

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

## ( 8 ) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

	Saldo em 31/12/2017			Receita operacional (nota 22)		Resultado financeiro (nota 25)	Recebimento	Saldo em 31/12/2018		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 22.4)	Diferido	Homologado	Total
<b>Parcela "A"</b>	<b>15.611</b>	<b>(4.240)</b>	<b>11.371</b>	<b>79.550</b>	<b>14.384</b>	<b>4.406</b>				
CVA (*)							(11.251)	97.846	616	98.461
CDE (**)	(13.127)	(4.508)	(17.635)	11.156	15.420	(526)	-	11.274	(2.860)	8.414
Custos energia elétrica	28.724	(17.596)	11.128	24.506	6.392	2.822	(11.251)	27.949	5.649	33.597
ESS e EER (***)	(60.827)	4.881	(55.946)	(35.048)	49.122	(3.075)	-	(33.825)	(11.123)	(44.948)
Proinfa	(13)	(138)	(151)	202	(131)	122	-	-	42	42
Rede básica	157	948	1.105	13.633	(806)	311	-	14.256	(13)	14.243
Repasse de Itaipu	63.409	9.921	73.330	70.116	(63.427)	4.258	-	72.537	11.742	84.279
Transporte de Itaipu	(46)	124	78	1.848	(13)	41	-	1.981	(27)	1.954
Neutralidade dos encargos setoriais	1.899	803	2.702	8.198	(1.884)	609	-	9.322	304	9.626
Sobrecontratação	(4.565)	1.325	(3.240)	(15.061)	9.712	(157)	-	(5.648)	(3.098)	(8.746)
<b>Outros componentes financeiros</b>	<b>(23.035)</b>	<b>(110)</b>	<b>(23.145)</b>	<b>(11.774)</b>	<b>11.046</b>	<b>(698)</b>	<b>-</b>	<b>(20.626)</b>	<b>(3.946)</b>	<b>(24.572)</b>
<b>Total</b>	<b>(7.424)</b>	<b>(4.350)</b>	<b>(11.774)</b>	<b>67.776</b>	<b>25.430</b>	<b>3.707</b>	<b>(11.251)</b>	<b>77.220</b>	<b>(3.330)</b>	<b>73.890</b>
Ativo circulante			-							66.525
Ativo não circulante			-							7.365
Passivo circulante			(3.389)							-
Passivo não circulante			(8.385)							-

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

(\*\*) Conta de desenvolvimento energético

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

### a) CVA

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

### b) Neutralidade dos encargos setoriais

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

### c) Sobrecontratação

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

### d) Outros componentes financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, passou a ser amortizado; (ii) ressarcimento de P&D do valor recolhido a maior ao Tesouro Nacional, no período de 2010 a 2012, referente ao adicional de 0,30% sobre a Receita Operacional Líquida (ROL) e (iii) recálculos de processos tarifários anteriores.

## ( 9 ) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

### 9.1 Composição dos créditos (débitos) fiscais:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<b><u>Crédito (Débito) de contribuição social</u></b>		
Bases negativas	-	1.952
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(1.415)</u>	<u>(2.100)</u>
<b>Subtotal</b>	<b>(1.415)</b>	<b>(148)</b>
<b><u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u></b>		
Prejuízos fiscais	-	5.603
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(3.878)</u>	<u>(5.782)</u>
<b>Subtotal</b>	<b>(3.878)</b>	<b>(179)</b>
<b>Total</b>	<b><u>(5.293)</u></b>	<b><u>(327)</u></b>

### 9.2 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	<u>31/12/2018</u>		<u>31/12/2017</u>	
	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.558	7.104	2.387	6.632
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	861	2.392	745	2.070
Programas de P&D e eficiência energética	1.142	3.172	946	2.627
Provisão relacionada a pessoal	211	587	255	709
Derivativos	(355)	(985)	119	332
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(5.803)	(16.118)	(6.643)	(18.453)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(999)	(2.775)	(907)	(2.521)
Instrumentos financeiros (CPC)	705	1.959	844	2.347
Outros	265	786	153	475
<b>Total</b>	<b><u>(1.415)</u></b>	<b><u>(3.878)</u></b>	<b><u>(2.100)</u></b>	<b><u>(5.782)</u></b>

### 9.3 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 e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

<b><u>Expectativa de recuperação</u></b>	
2019	7.834
2020	2.946
2021	2.946
2022	1.508
2023	3.983
2024 a 2026	<u>2.899</u>
<b>Total</b>	<b><u>22.117</u></b>

**9.4 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
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>114.889</b>	<b>114.889</b>	<b>15.149</b>	<b>15.149</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	8.383	8.383	2.257	2.257
Juros sobre o capital próprio	(22.541)	(22.541)	(8.109)	(8.109)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.971	(2.914)	838	771
<b>Base de cálculo</b>	<b>102.702</b>	<b>97.817</b>	<b>10.133</b>	<b>10.067</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Total</b>	<b>(9.243)</b>	<b>(24.455)</b>	<b>(912)</b>	<b>(2.517)</b>
Corrente	(7.952)	(20.688)	(1.291)	(3.550)
Diferido	(1.291)	(3.767)	379	1.033

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício é de R\$ 5.058 referem-se a (i) despesa de prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 7.555) e (ii) receita de diferenças temporárias (R\$ 2.497).

**( 10 ) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO**

<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>5.380</b>
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	14.313
Adições	545
Ajuste ao valor justo	251
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>20.489</b>
Adições	13.974
Ajuste ao valor justo	1.019
Baixas	(7)
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>35.475</b>

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 22), no resultado do exercício.

## ( 11 ) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ordens em curso	8.623	9.194	-	-
Serviços prestados a terceiros	1.304	65	-	-
Despesas antecipadas	2.487	2.011	259	1
Contas a receber - CDE	7.191	15.566	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.360	740	-	-
Outros	2.761	7	-	-
Arrendamentos e aluguéis de postes	1.326	1.119	-	-
Adiantamentos - Fundação CESP	-	225	13	13
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(649)	(685)	-	-
<b>Total</b>	<b>24.403</b>	<b>28.243</b>	<b>272</b>	<b>14</b>

**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 19).

**Contas a receber – CDE** – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 973 (R\$ 1.435 em 31 de dezembro de 2017), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 6.218 (R\$ 13.949 em 31 de dezembro de 2017) e (iii) descontos tarifários – liminares no montante de R\$ 182 em 31 de dezembro de 2017 (nota 22.3).

Em 2018 a Companhia efetuou o encontro de contas no montante a pagar de CDE (nota 16) e o contas a receber – CDE no montante de R\$ 182 (nota 22.3).



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

	Direito de concessão		Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso	
<b>Saldos em 31/12/2016</b>	<b>59.135</b>	<b>9.068</b>	<b>68.203</b>
Custo histórico	93.424	9.068	102.492
Amortização acumulada	(34.289)	-	(34.289)
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	530.330	88.482	618.812
Adições	-	45.575	45.575
Amortização	(10.970)	-	(10.970)
Transferência - intangíveis	41.225	(41.225)	-
Transferência do ativo financeiro	(546)	-	(546)
Baixas e transferência outros ativos	(2.718)	-	(2.718)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>616.456</b>	<b>101.899</b>	<b>718.356</b>
Custo histórico	1.050.182	101.899	1.152.081
Amortização acumulada	(433.725)	-	(433.725)
Amortização	(45.532)	-	(45.532)
Transferência - intangíveis	154.845	-	154.845
Transferência do ativo financeiro	(13.974)	-	(13.974)
Baixa e transferência - outros ativos	(4.521)	-	(4.521)
Adoção CPC 47 (Nota 3)	-	(101.899)	(101.899)
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>707.275</b>	<b>-</b>	<b>707.275</b>
Custo histórico	1.176.001	-	1.176.001
Amortização acumulada	(468.726)	-	(468.726)

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização” (nota 24).

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No exercício de 2018 foram capitalizados R\$ 1.220. Em 2017, foram capitalizados R\$ 496, ambos a uma taxa de 8,09% (nota 25).

**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).

	<b>Ativo contratual em curso</b>
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	-
Adoção CPC 47 (Nota 3)	101.899
Adições	105.319
Transferência - intangíveis	<u>(154.845)</u>
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b><u>52.373</u></b>

## ( 13 ) FORNECEDORES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Encargos de serviço do sistema	3.528	357
Suprimento de energia elétrica	52.502	77.140
Encargos de uso da rede elétrica	13.986	13.297
Materiais e serviços	11.573	21.385
Energia livre	<u>1.639</u>	<u>1.540</u>
<b>Total</b>	<b><u>83.228</u></b>	<b><u>113.719</u></b>

## ( 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
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pré Fixado	15.016	-	(2.304)	807	-	(817)	12.701
Pós fixado							
TJLP e TLP	23.295	79.000	(5.164)	1.905	-	(1.808)	97.226
Selic	6.436	-	(2.044)	470	-	(122)	4.740
CDI	180.963	-	(93.826)	7.996	-	(42.274)	52.858
Cesta de moedas	2.293	-	(500)	516	-	(156)	2.152
<b>Total ao custo</b>	<b><u>228.001</u></b>	<b><u>79.000</u></b>	<b><u>(103.838)</u></b>	<b><u>11.694</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(45.177)</u></b>	<b><u>169.677</u></b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(202)</b>	<b>(2.349)</b>	<b>-</b>	<b>223</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.328)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	67.219	45.000	-	3.427	12.834	(2.421)	126.059
Euro	-	102.000	-	229	(7.671)	(193)	94.365
Marcação a mercado	577	-	-	(4.747)	-	-	(4.170)
<b>Total ao valor justo</b>	<b><u>67.796</u></b>	<b><u>147.000</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(1.091)</u></b>	<b><u>5.163</u></b>	<b><u>(2.614)</u></b>	<b><u>216.254</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>295.595</u></b>	<b><u>223.651</u></b>	<b><u>(103.838)</u></b>	<b><u>10.826</u></b>	<b><u>5.163</u></b>	<b><u>(47.791)</u></b>	<b><u>383.603</u></b>
<b>Circulante</b>	<b>141.699</b>						<b>123.837</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>153.897</b>						<b>259.766</b>

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

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
<b>Mensuradas ao custo - Moeda Nacional</b>					
<b>Pré fixado</b>					
FINEM	Pré fixado de 6%	12.701	15.016	2015 a 2024	Aval da CPFL Energia
		<b>12.701</b>	<b>15.016</b>		
<b>Pós fixado</b>					
<b>TJLP e TLP</b>					
FINEM	TJLP e TLP + 2,19% a 4,80%	86.400	10.613	2015 a 2028	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	TJLP + 3,29% a 3,39%	5.756	6.409	2018 a 2027	Aval da CPFL Energia
Empréstimos bancários	TJLP + 3,10%	(a) 5.069	6.273	2014 a 2023	Aval da CPFL Energia
		<b>97.226</b>	<b>23.295</b>		
<b>SELIC</b>					
FINEM	SELIC + 2,19%	4.732	6.424	2015 a 2021	Aval da CPFL Energia
FINAME	SELIC + 3,63%	7	12	2015 a 2021	Aval da CPFL Energia
		<b>4.740</b>	<b>6.436</b>		
<b>CDI</b>					
Empréstimos bancários	(i) De 100% a 104,9% do CDI (ii) CDI + 0,10% a 1,33%	52.858	180.963	2012 a 2020	Aval da CPFL Energia
<b>Cesta de moedas</b>					
Empréstimos bancários	Cesta de Moedas + de 1,99% a 2,10%	2.152	2.293	2014 a 2023	Aval da CPFL Energia
<b>Total moeda nacional</b>		<b>169.677</b>	<b>227.999</b>		
<b>Gastos com captação (*)</b>		<b>(2.328)</b>	<b>(202)</b>		
<b>Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira</b>					
<b>Dólar</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 3,37% a 3,52%	126.059	67.219	2019 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
<b>Euro</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,96%	94.365	-	2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
<b>Marcação a mercado</b>		<b>(4.170)</b>	<b>577</b>		
<b>Total moeda estrangeira</b>		<b>216.254</b>	<b>67.796</b>		
<b>Total</b>		<b>383.603</b>	<b>295.595</b>		

(\*) 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 29.

#### Taxa efetiva:

(a) De 60% a 110% 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\$ 216.254 (R\$ 67.796 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 de R\$ 4.170 (perda de R\$ 577 em 31 de dezembro de 2017), que compensado pelas perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 3.037 (ganhos de R\$ 160 em 31 de dezembro de 2017), contratados para proteção da variação cambial (nota 29), geraram um ganho total líquido de R\$ 1.133 (perda de R\$ 417 em 31 de dezembro de 2017).

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

<b>Ano de vencimento</b>	
2020	37.047
2021	63.029
2022	107.321
2023	12.324
2024	10.527
2025 a 2028	32.763
<b>Subtotal</b>	<b>263.011</b>
Marcação a mercado	(3.244)
<b>Total</b>	<b>259.766</b>

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:

<b>Indexador</b>	<b>Variação acumulada % a.a.</b>		<b>% da dívida</b>	
	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
TJLP e TLP	6,72 e 7,42	7,00	25,35	8,50
CDI	6,4	6,89	70,15	84,16
Outros			4,50	7,34
			100,00	100,00

#### **Adições no exercício:**

##### **Moeda nacional:**

**FINEM 2018** – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 174.954 que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando recursos destinados à implantação do plano de investimentos para o período compreendido entre janeiro de 2018 e dezembro de 2019 com o objetivo de realizar a expansão e a modernização da rede elétrica na área de concessão. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 79.000 (R\$ 76.652 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 95.954 deverá ser utilizado até março de 2020.

##### **Moeda estrangeira:**

**Dólar** – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 147.000 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

#### **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 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.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

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
<b>Mensurados ao Custo Pós fixado</b>						
CDI	32.635	190.000	(32.500)	13.269	(7.265)	196.139
<b>Total ao custo</b>	<b>32.635</b>	<b>190.000</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.269</b>	<b>(7.265)</b>	<b>196.139</b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(19)</b>	<b>(264)</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	<b>-</b>	<b>(183)</b>
<b>Total</b>	<b>32.616</b>	<b>189.736</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.369</b>	<b>(7.265)</b>	<b>195.956</b>
<b>Circulante</b>	<b>32.616</b>					<b>6.139</b>
<b>Não circulante</b>	<b>-</b>					<b>189.817</b>

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
<b>Mensurados ao Custo Pós fixado</b>						
CDI	CDI + 0,48%	(a)	196.139	-	2021	Fiança da CPFL Energia
CDI	CDI + 1,40%	(b)	-	32.635	2017	Fiança da CPFL Energia
	<b>Gastos com captação (*)</b>		<b>(183)</b>	<b>(19)</b>		
	<b>Total</b>		<b>195.956</b>	<b>32.616</b>		

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

**Taxa efetiva:**

(a) 106,3% do CDI

(b) CDI + 1,52%

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2021	189.817
<b>Total</b>	<b>189.817</b>

## Adições no exercício:

### 2ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 190.000 debêntures simples, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, serie única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 190.000 (R\$ 189.737 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos foram destinados para reforço do capital de giro.

### 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 ) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	128	137
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 22.5)	-	11.066
Bandeiras tarifárias e outros	5.933	14.348
<b>Total</b>	<b><u>6.061</u></b>	<b><u>25.551</u></b>

**Conta de desenvolvimento energético – CDE** – O saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 5.785, (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 1.778 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\$ 3.503. Em 2018 a Companhia efetuou o pagamento antecipado das quotas de CDE referente ao saldo de dezembro/18 e também efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber da CDE (nota 11) no valor de R\$ 182.

**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 (22.4).

**( 17 ) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER**

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	421	632
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	27	362
<b>Imposto de renda e contribuição social a recolher</b>	<b>448</b>	<b>994</b>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	21.477	19.770
Programa de integração social - PIS	1.000	1.287
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.615	5.981
Outros	1.754	1.419
<b>Outros impostos, taxas e contribuições a recolher</b>	<b>28.846</b>	<b>28.457</b>
<b>Total</b>	<b>29.294</b>	<b>29.451</b>

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

	<u>31/12/2018</u>		<u>31/12/2017</u>	
	<b>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</b>	<b>Depósitos judiciais</b>	<b>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</b>	<b>Depósitos judiciais</b>
<b>Trabalhistas</b>	4.494	3.500	9.238	6.962
<b>Cíveis</b>	2.052	337	2.535	612
<b>Fiscais</b>				
Imposto de renda	2.906	459	2.920	4
Outras	20.636	19.906	11.008	19.847
	23.542	20.364	13.927	19.851
<b>Outros</b>	1.220	-	3.782	-
<b>Total</b>	<b>31.308</b>	<b>24.201</b>	<b>29.482</b>	<b>27.424</b>

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	9.238	1.279	(1.803)	(5.283)	1.062	4.494
Cíveis	2.535	2.617	(1.037)	(2.258)	195	2.052
Fiscais	13.927	7.720	(2.342)	(77)	4.314	23.542
Outros	3.782	208	(1.668)	(1.197)	96	1.220
<b>Total</b>	<b>29.482</b>	<b>11.824</b>	<b>(6.850)</b>	<b>(8.815)</b>	<b>5.667</b>	<b>31.308</b>

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

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

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

b) **Cíveis:**

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

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

c) **Fiscais:**

**Imposto de renda** – Refere-se a discussões com objetivo de afastar a cobrança do adicional de CSLL, nos moldes instituídos pelo art. 6º da MP nº 1.807/99 e posteriores reedições.

**Outras** - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações da Companhia, relacionados basicamente a assuntos fiscais envolvendo CPMF 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\$ 5.130.

d) **Outros:**

Refere-se principalmente a 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	23.766	23.475	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	9.381	10.538	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	173.914	187.837	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatório	702	166	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b>207.764</b>	<b>222.017</b>	

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.



**( 19 ) OUTRAS CONTAS A PAGAR**

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores e concessionárias	3.422	2.757	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	6.821	6.983	5.023	3.622
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	3.717	5.157	4.683	4.432
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	1.790	814	-	-
Fundo de reversão	185	-	3.395	3.764
Adiantamentos	295	236	39	70
Descontos tarifários - CDE	4.040	4.887	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	371	-	-
Folha de pagamento	553	3	-	-
Participação nos lucros	3.084	3.176	1.257	983
Convênios de arrecadação	3.239	2.856	-	-
Outros	2.438	572	16	15
<b>Total</b>	<b>29.928</b>	<b>27.812</b>	<b>14.411</b>	<b>12.886</b>

(\*) EPE - Empresa de Pesquisa Energética, FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

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

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

**Fundo de reversão:** Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/17 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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

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

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

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

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

## **( 20 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

A participação do acionista CPFL Energia 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	359.058.396	359.058.396	100,00
<b>Total</b>	<b>359.058.396</b>	<b>359.058.396</b>	<b>100,00</b>

### **20.1 – Aumento de capital**

Através da Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 27 de abril de 2018, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor total de R\$ 17, com utilização da reserva de capital, sem emissão de novas ações.

### **20.2 – Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio (“JCP”)**

Na AGO de 27 de abril de 2018 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2017, através de (i) juros sobre capital próprio no montante de R\$ 8.109 (R\$ 6.893 líquido dos efeitos tributários), atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,02258461.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

Declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 22.541 (R\$ 19.160 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,062777333 (R\$ 0,053360733 líquido de IRRF), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.

No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 45.770 referente a dividendos e juros sobre o capital próprio.

### **20.3 – 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\$ 48.305 para a conta de Lucros Acumulados.

### **20.4 – Realização da reserva de retenção de lucros para investimentos**

Em 2018 foi efetuado a realização da reserva de retenção de lucros no montante de R\$ 18.041.

### **20.5 Reserva de lucros**

O saldo em 31 de dezembro de 2018 está assim composto:

- (i) Reserva legal, no montante de R\$ 28.767;
- (ii) Reserva de reforço de capital de giro, no montante de R\$ 190.432.

### **20.6 – Resultado abrangente acumulado**

É composto por efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, com saldo credor de R\$ 1.898 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

### **20.7 - 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:

<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>81.191</b>
Reversão da reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	48.305
Reversão da reserva de retenção de lucros para investimentos	18.041
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	16
Efeito negativo da adoção inicial do CPC 48	(2.078)
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>145.475</b>
Reserva legal	(4.060)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(118.874)
Juros sobre capital próprio	(22.541)

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\$ 118.874 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

## **( 21 ) LUCRO POR AÇÃO**

### **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:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	81.191	11.720
<b>Denominador</b>		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	359.058.396	198.150.937
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais	-	11.553.691
<b>Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias</b>	<b>226,12</b>	<b>55,58</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais</b>	<b>-</b>	<b>61,14</b>

Nos exercícios de 2018 e 2017 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

## ( 22 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>						
<b>Classe de consumidores</b>						
Residencial	398.931	388.349	800	211	533.103	133.308
Industrial	3.399	3.517	407	233	221.355	110.722
Comercial	24.838	25.608	331	103	209.156	59.633
Rural	24.533	24.308	284	49	114.664	19.921
Poderes públicos	3.931	3.893	63	15	38.040	8.935
Iluminação pública	508	500	119	30	45.667	10.817
Serviço público	666	642	110	30	52.704	13.906
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>456.806</b>	<b>446.817</b>	<b>2.114</b>	<b>672</b>	<b>1.214.689</b>	<b>357.240</b>
Consumo próprio	111	109	2	1	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(57)	(3.908)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(571.348)	(150.944)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>456.917</b>	<b>446.926</b>	<b>2.116</b>	<b>672</b>	<b>643.284</b>	<b>202.388</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			141	141	39.063	4.933
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(11.189)	(1.925)
Energia elétrica de curto prazo			89	146	23.338	16.629
<b>Suprimento de energia elétrica</b>			<b>230</b>	<b>287</b>	<b>51.212</b>	<b>19.637</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					582.537	152.869
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					94.896	30.828
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(1.689)	-
Receita de construção da infraestrutura de concessão					114.669	39.727
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					93.206	16.207
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					1.019	251
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					80.935	17.478
Outras receitas e rendas					20.706	2.973
<b>Outras receitas operacionais</b>					<b>986.277</b>	<b>260.333</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>					<b>1.680.773</b>	<b>482.357</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>						
ICMS					(232.248)	(71.046)
PIS					(25.789)	(7.320)
COFINS					(118.754)	(33.714)
ISS					(5)	(1)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(170.920)	(44.793)
Programa de P & D e eficiência energética					(9.862)	(2.604)
PROINFA					(4.531)	(1.854)
Bandeiras tarifárias e outros					(11.941)	(19.642)
Outros					(1.557)	(395)
					<b>(575.607)</b>	<b>(181.368)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>					<b>1.105.165</b>	<b>300.990</b>

### 22.1 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 setembro de 2015 essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

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

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

Em 13 de março de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.376, que fixou o reajuste tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2018, em 5,71%, sendo 4,41% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,30% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores das concessões originais são:

<b>Empresa</b>	<b>Efeito médio percebido pelo consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	21,15%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	5,32%
Companhia Leste Paulista de Energia	7,03%
Companhia Sul Paulista de Energia	7,50%
Companhia Luz e Força de Mococa	3,40%

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória (“REH”) 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 Encargo Energia de Reserva (“EER”) da central geradora Usina Termo Nuclear (“UTN”) Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente em abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos. O efeito médio percebido pelos consumidores da Companhia e das empresas incorporadas foi conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado na REH):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.214	-16,49%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.214	-13,41%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.214	-14,81%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.214	-14,29%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.214	-14,71%

Em 21 de março de 2017, a ANEEL fixou a revisão das tarifas da Companhia e das empresas incorporadas a partir de 22 de março de 2017, conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado nas REH) em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2016):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.213	-8,42%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.211	-10,37%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.210	-3,28%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.209	-4,15%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.212	-2,56%

## 22.3 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\$ 80.935 (R\$ 17.478 em 2017), sendo (i) R\$ 5.724 (R\$ 1.378 em 2017) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 72.469 (R\$ 15.918 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 2.742 de subvenção CCRBT (iv) R\$ 182 em 2017 de desconto tarifário – liminares. 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 19).

## 22.4 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\$ 50.656. Deste montante R\$ 11.251, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 39.405 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\$ 5.929, referente a Bandeira Tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em taxas regulamentares (nota 16).

## 22.5 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.

## ( 23 ) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	504	182	120.929	36.243
PROINFA	56	17	15.755	4.961
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	2.143	631	449.360	129.292
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(53.115)	(15.771)
<b>Subtotal</b>	<b>2.703</b>	<b>831</b>	<b>532.930</b>	<b>154.726</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			131.501	33.031
Encargos de transporte de itaipu			12.062	3.035
Encargos de conexão			7.295	1.550
Encargos de uso do sistema de distribuição			5.928	879
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (**)			(7.613)	(10.460)
Encargos de energia de reserva - EER			6.613	-
Crédito de PIS e COFINS			(14.410)	(2.593)
<b>Subtotal</b>			<b>141.375</b>	<b>25.441</b>
<b>Total</b>			<b>674.305</b>	<b>180.168</b>

(\*) Conta de energia de reserva

## ( 24 ) 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		2018	2017
					2018	2017	2018	2017	2018	2017		
Pessoal	40.683	10.930	-	-	5.685	1.413	12.239	3.318	-	-	58.607	15.660
Material	9.479	2.898	31	20	129	11	834	164	-	-	10.473	3.093
Serviços de terceiros	16.579	6.035	166	57	11.706	3.356	23.695	10.348	-	-	52.146	19.797
Amortização	41.427	9.314	-	-	121	34	3.889	1.602	-	-	45.437	10.949
Custos com construção da infraestrutura	-	-	114.669	39.727	-	-	-	-	-	-	114.669	39.727
Outros	(161)	414	-	-	6.912	4.314	8.748	2.982	5.126	2.072	20.624	9.782
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	4.765	1.057	-	-	-	-	4.765	1.057
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	2.034	3.098	-	-	-	-	2.034	3.098
Arrendamentos e alugueis	-	-	-	-	-	-	723	261	-	-	723	261
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	1.042	267	-	-	1.042	267
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	5.220	3.727	-	-	5.220	3.727
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	241	68	-	-	241	68
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	5.129	2.072	5.129	2.072
Outros	(161)	414	-	-	113	159	1.521	(1.340)	(3)	-	1.470	(767)
<b>Total</b>	<b>108.006</b>	<b>29.591</b>	<b>114.866</b>	<b>39.803</b>	<b>24.553</b>	<b>9.127</b>	<b>49.404</b>	<b>18.413</b>	<b>5.126</b>	<b>2.072</b>	<b>301.956</b>	<b>99.007</b>

## ( 25 ) RESULTADO FINANCEIRO

	2018	2017
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	3.618	1.009
Acréscimos e multas moratórias	13.798	3.653
Atualização de créditos fiscais	11	141
Atualização de depósitos judiciais	1.035	319
Atualizações monetárias e cambiais	3.737	1.897
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	627	113
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	3.707	-
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(1.553)	(583)
Outros	1.621	375
<b>Total</b>	<b>26.601</b>	<b>6.924</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(24.084)	(4.088)
Atualizações monetárias e cambiais	(14.720)	(6.217)
(-) Juros capitalizados	1.220	496
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	-	(2.200)
Outros	(3.031)	(1.580)
<b>Total</b>	<b>(40.616)</b>	<b>(13.589)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(14.015)</b>	<b>(6.666)</b>

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

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 1.982 no exercício de 2018 (R\$ 404 no exercício de 2017) (nota 29).

## ( 26 ) 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) Contrato de mútuo** – Refere-se a contratos realizados com a controladora CPFL Energia e a coligada CPFL Geração de Energia cujas condições contratuais eram de 110,0% do CDI, liquidado em 2018.
- c) 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 remuneração total do pessoal-chave da administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 3.403 (R\$ 1.451 em 2017). Este valor é composto por R\$ 2.644 (R\$ 881 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 84 (R\$ 26 em 2017) de benefícios pós-emprego e R\$ 675 (R\$ 544 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:**

<b>Empresas</b>	<b>Despesa/custo</b>	
	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Encargos - Rede básica</b>		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid)	7.420	1.383



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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	3	-	-	-	8
Companhia Paulista de Força e Luz	282	22	794	138	-	-	3.802	84
Companhia Piratininga de Força e Luz	128	12	742	82	-	-	3.742	102
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	7	-	3	-	-	172	(109)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	226	-	157	-	-	-	(12)	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	5	-	-	-	16
CPFL Energia S.A.	4	-	-	-	-	-	(24)	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	3	13	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(14)	(16)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	1	-	2	-	-	-	(12)
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	35	12
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	9	7	-	-	114	19	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	8	-	-	51	50	-	-
<b>Contrato mútuo</b>								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	472	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	46.780	-	-	172	199
<b>Dividendo/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	19.160	38.877	-	-	-	-
<b>Intangível, ativo contratual em curso, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	265	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	29.872	24.205	938	1.227	5	-	10.384	2.173
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	19	208	204	-	-	2.470	583
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	54	64	-	-	5.347	2.904
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	712	203	-	-	6.476	3.606
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	13	14	-	-	162	28
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	5	2	1.144	230	13	-
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3.066	2.204	-	-	31.290	7.882
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	70	119	-	-	857	157
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	2	-	-	-	133	28	-	(1)
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	5	5	-	-	66	9
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	19	18	-	-	222	36
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	24	31	-	-	277	250
CPFL Renováveis - Consolidado	127	-	-	10	-	-	68	121
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	14	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	9	3
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	7	3
<b>Outras operações financeiras</b>								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	1	-	65
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	3
NECT Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	14
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	8
<b>Outros</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	241	47

(\*) 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.

## ( 27 ) 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	185.730
Transporte	Transporte nacional	25.878
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	23.451
Automóveis	Cobertura para terceiros	146
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	68.267
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
Outros		
<b>Total</b>		<b>544.973</b>

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 do rateio.

## ( 28 ) 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 CFL 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 29. 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 29.

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

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

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

As chuvas abaixo do normal observadas no período de maio a setembro não causaram risco de abastecimento energético em 2018, porém incorreram em forte despacho termoeletrico e 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.

## ( 29 ) 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
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	72.892	72.892
Derivativos	29	(a)	Nível 2	9.937	9.937
Ativo financeiro da concessão	10	(a)	Nível 3	35.475	35.475
				<b>118.304</b>	<b>118.304</b>
<b>Passivo</b>					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	167.349	151.537
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	216.254	216.254
Debêntures - principal e encargos	15	(b)	Nível 2 (***)	195.956	195.702
Derivativos	29	(a)	Nível 2	9.032	9.032
				<b>588.590</b>	<b>572.525</b>

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

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 4.170 em 2018 (uma perda de R\$ 146 em 2017).

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

### Legenda

#### Categoria / Mensuração:

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurados ao custo amortizado

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

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) 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 respectivo ganho (perda) no resultado do exercício de 2018 foi de R\$ 1.019 (ganho de R\$ 251 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 justos, líquidos	Valores a custo, líquidos (1)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	9.937	-	9.937	11.828	(1.891)	US\$ + de 3,37% a 3,52%	105,75% a 114,2% do CDI	jul/19 a jul/21	110.936
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(9.032)	(9.032)	(7.886)	(1.146)	EUR + 0,96%	102,6% do CDI	mar/22	102.000
	<u>9.937</u>	<u>(9.032)</u>	<u>905</u>	<u>3.942</u>	<u>(3.037)</u>				
Circulante	9.452	-							
Não circulante	485	(9.032)							

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

(1) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nacional refere-se ao saldo principal da dívida e é reduzido de acordo com a respectiva amortização.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2018
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	(1.327)	1.348	3.921	3.942
Marcação a mercado (*)	160	(3.197)	-	(3.037)
	<b>(1.167)</b>	<b>(1.849)</b>	<b>3.921</b>	<b>905</b>

(\*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos é perda de R\$ 3.197 para as dívidas 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 da variação cambial e variação da 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) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente
	2018	2017	2018
Variação cambial	1.348	(451)	-
Marcação a mercado	(3.330)	46	133
	<b>(1.982)</b>	<b>(404)</b>	<b>133</b>

#### 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/Depreciação cambial de 25%(c)	Apreciação/Depreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(126.764)		(3.762)	(36.394)	(69.025)
Derivativos - swap plain vanilla	125.312		3.719	35.977	68.235
	<b>(1.452)</b>	alta dólar	<b>(43)</b>	<b>(417)</b>	<b>(790)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(91.642)		(5.795)	18.564	42.924
Derivativos - swap plain vanilla	93.673		5.923	(18.976)	(43.875)
	<b>2.031</b>	baixa euro	<b>128</b>	<b>(412)</b>	<b>(951)</b>
<b>Total</b>	<b>579</b>		<b>85</b>	<b>(829)</b>	<b>(1.741)</b>
<b>Efeitos no resultado abrangente acumulado</b>			<b>149</b>	<b>(210)</b>	<b>(570)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>			<b>(64)</b>	<b>(619)</b>	<b>(1.171)</b>

(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 ser um passivo, e do euro ser um ativo, o risco é alta do dólar, e baixa do euro, portanto o câmbio é apreciado para o euro e depreciado para o dólar 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	45.731				3.005	3.756	4.507
Instrumentos financeiros passivos	(248.997)				(16.359)	(20.449)	(24.539)
Derivativos - swap plain vanilla	(218.080)				(14.328)	(17.910)	(21.492)
	<b>(421.346)</b>	alta CDI	<b>6,40%</b>	<b>6,57%</b>	<b>(27.682)</b>	<b>(34.603)</b>	<b>(41.524)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(97.226)				(6.835)	(8.544)	(10.252)
	<b>(97.226)</b>	alta TJLP e TLP	<b>6,72% e 7,42%</b>	<b>7,03%</b>	<b>(6.835)</b>	<b>(8.544)</b>	<b>(10.252)</b>
Ativo financeiro da concessão	35.475				1.185	889	592
	<b>35.475</b>	baixa IPCA	<b>3,69%</b>	<b>3,34%</b>	<b>1.185</b>	<b>889</b>	<b>592</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	73.890				4.840	3.630	2.420
Instrumentos financeiros passivos	(4.740)				(310)	(233)	(155)
	<b>69.150</b>	baixa SELIC	<b>6,40%</b>	<b>6,55%</b>	<b>4.530</b>	<b>3.397</b>	<b>2.265</b>
<b>Total</b>	<b>(413.947)</b>				<b>(28.802)</b>	<b>(38.861)</b>	<b>(48.919)</b>
<b>Efeitos no resultado abrangente acumulado</b>					<b>10</b>	<b>12</b>	<b>14</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>					<b>(28.812)</b>	<b>(38.873)</b>	<b>(48.933)</b>

(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\$ 883.

## 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 indicadores de 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, 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	83.228	-	-	-	-	-	83.228
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	7.732	4.140	131.819	133.060	125.711	51.408	453.870
Derivativos	29	-	-	515	10.352	169	-	11.036
Debêntures - principal e encargos	15	7.283	-	6.453	212.306	-	-	226.042
Taxas regulamentares	16	6.061	-	-	-	-	-	6.061
Outros	19	1.543	5.296	1.797	-	-	3.394	12.030
Consumidores e concessionárias		1.543	1.879	-	-	-	-	3.422
EPE / FNDCT / PROCEL		-	178	1.612	-	-	-	1.790
Convênio de arrecadação		-	3.239	-	-	-	-	3.239
Fundo de reversão		-	-	185	-	-	3.394	3.579
<b>Total</b>		<b>105.847</b>	<b>9.436</b>	<b>140.584</b>	<b>355.718</b>	<b>125.880</b>	<b>54.802</b>	<b>792.267</b>



## **( 30 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA**

A Companhia possuiu no exercício de 2018, um valor de R\$ 1.220 (R\$ 496 em 2017) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 25).

## **( 31 ) COMPROMISSOS**

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

<b>Obrigações contratuais em 31/12/2018</b>	<b>Duração</b>	<b>Menos de 1 ano</b>	<b>1-3 anos</b>	<b>4-5 anos</b>	<b>Mais de 5 anos</b>	<b>Total</b>
Arrendamentos e aluguéis	até 3 anos	26	32	-	-	58
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 26 anos	266.909	540.899	578.225	8.417.955	9.803.988
Compra de energia de Itaipu	até 26 anos	128.393	260.699	282.072	5.383.488	6.054.652
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 27 anos	157.922	399.231	500.105	8.854.055	9.911.313
<b>Total</b>		<b>553.250</b>	<b>1.200.861</b>	<b>1.360.402</b>	<b>22.655.498</b>	<b>25.770.011</b>

## **( 32 ) EVENTO SUBSEQUENTE**

### **32 .1 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS**

Em 21 de janeiro de 2019, a Companhia teve transitado em julgado pelo Tribunal Regional Federal da 3ª. Região, decisão favorável em processo judicial no qual foi reconhecido o direito à não inclusão dos valores do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Companhia estima o valor a recuperar em aproximadamente R\$160.000 (de acordo com a Solução de Consulta da Receita Federal nº 13/2018) e está avaliando os respectivos impactos contábeis e financeiros da referida decisão, em conjunto com seus assessores legais.

**MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU**  
Diretor Presidente

**YUEHUI PAN**  
Diretor Financeiro

**WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS**  
Diretor Administrativo

**ROBERTO SARTORI**  
Diretor Comercial

**THIAGO FREIRE GUTH**  
Diretor de Operações

**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 Jaguari de Energia  
Campinas - SP

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Jaguari de Energia (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 Jaguari de Energia 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 22 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 dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia com expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

**Outros assuntos**

***Demonstrações do valor adicionado***

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

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

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

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

### **Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras**

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

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

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

### **Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras**

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

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

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

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se 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, 12 de março de 2019

KPMG Auditores Independentes

  
Thiago Rodrigues de Oliveira  
Contador CRC 1SP259468/O-  
CRC SP-027612

# Demonstrações Contábeis Regulatórias

Companhia Jaguarí de Energia  
CNPJ nº 53.859.112/0001-69  
Balço Patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e 2017  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>			
<b>Ativo Circulante</b>		<b>459.582</b>	<b>358.919</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	72.892	17.974
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	164.784	162.801
Serviços em Curso		9.221	10.313
Tributos Compensáveis	7	9.657	8.899
Almoxarifado Operacional		2.362	2.631
Ativos Financeiros Setoriais	8	176.031	138.370
Despesas Pagas Antecipadamente		2.487	2.011
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	9.452	-
Outros Ativos Circulantes	10	12.695	15.918
<b>Ativo Não Circulante</b>		<b>1.075.594</b>	<b>1.013.308</b>
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	13.577	11.308
Tributos Compensáveis	7	12.248	12.458
Depósitos Judiciais e Cauções	16	24.201	27.424
Ativos Financeiros Setoriais	8	42.885	34.649
Despesas Pagas Antecipadamente		259	1
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	485	-
Outros Ativos Não Circulantes	10	13	13
Imobilizado	11	955.457	902.246
Intangível	11	26.468	25.210
<b>Total do Ativo</b>		<b><u>1.535.175</u></b>	<b><u>1.372.226</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Balço Patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e 2017**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
<b>Passivo</b>			
<b>Passivo Circulante</b>		<b>411.202</b>	<b>602.360</b>
Fornecedores	12	83.228	113.719
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	129.976	221.095
Obrigações Sociais e Trabalhistas		7.669	7.276
Tributos	15	29.294	29.451
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		19.160	38.877
Encargos Setoriais	14	18.406	38.505
Passivos Financeiros Setoriais	8	109.507	141.759
Outros Passivos Circulantes	17	13.963	11.678
<b>Passivo Não Circulante</b>		<b>699.929</b>	<b>395.584</b>
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	449.583	153.897
Provisão para Litígios	16	31.308	29.482
Encargos Setoriais	14	9.706	8.054
Tributos Diferidos	9	21.780	17.749
Passivos Financeiros Setoriais	8	35.520	43.034
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	9.032	1.167
Outros Passivos Não Circulantes	17	4.705	4.831
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	18	138.295	137.369
<b>Total do Passivo</b>		<b>1.111.131</b>	<b>997.943</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>			
Capital Social		170.413	170.396
Reservas de Capital		6.115	6.148
Outros Resultados Abrangentes		81.893	89.190
Reservas de Lucros		158.346	96.265
Lucros (Prejuízos) Acumulados		7.278	5.391
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		-	6.893
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>19</b>	<b>424.044</b>	<b>374.283</b>
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>		<b>1.535.175</b>	<b>1.372.226</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.



**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	2018	2017
<b>Receita / Ingresso</b>	20	<b>1.547.300</b>	<b>439.691</b>
Fornecimento de Energia Elétrica		643.284	202.389
Suprimento de Energia Elétrica		27.874	3.008
Energia Elétrica de Curto Prazo		23.338	16.628
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		677.432	183.696
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		93.206	16.207
Serviços Cobráveis		1.230	285
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		80.935	17.478
<b>Tributos</b>		<b>(376.795)</b>	<b>(112.081)</b>
ICMS		(232.248)	(71.046)
PIS-PASEP		(25.789)	(7.319)
COFINS		(118.754)	(33.714)
ISS		(5)	(1)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>		<b>(198.829)</b>	<b>(69.287)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(4.940)	(1.302)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(4.940)	(1.302)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(170.921)	(44.793)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(1.557)	(395)
Outros Encargos		(16.472)	(21.495)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>		<b>971.676</b>	<b>258.324</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	21	<b>(671.935)</b>	<b>(180.168)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(530.560)	(154.726)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(141.375)	(25.442)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>		<b>299.741</b>	<b>78.156</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>		<b>(171.218)</b>	<b>(57.595)</b>
Pessoal e Administradores	22	(58.607)	(15.660)
Material		(10.473)	(3.093)
Serviços de Terceiros		(52.146)	(19.796)
Arrendamento e Aluguéis		(723)	(261)
Seguros		(193)	(134)
Doações, Contribuições e Subvenções		(241)	(68)
Provisões		(4.879)	(3.363)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(2.034)	(3.097)
(-) Recuperação de Despesas		1.486	2.351
Tributos		(439)	(154)
Depreciação e Amortização		(46.864)	(11.724)
Gastos Diversos		(10.724)	(3.647)
Outras Receitas Operacionais		21.037	4.056
Outras Despesas Operacionais		(6.416)	(3.004)
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>128.523</b>	<b>20.561</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	23	<b>(14.300)</b>	<b>(6.666)</b>
Receitas Financeiras		35.390	13.191
Despesas Financeiras		(49.690)	(19.857)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>		<b>114.222</b>	<b>13.895</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(33.471)	(3.003)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>80.751</b>	<b>10.892</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores		80.751	10.892

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguari de Energia  
CNPJ nº 53.859.112/0001-69

Demonstrações 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	80.751	10.892
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>80.751</u>	<u>10.892</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	80.751	10.892

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Demonstração dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>80.751</b>	<b>10.892</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Amortização	3.739	1.565
Depreciação	43.124	10.159
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	5.420	2.300
Imposto de renda e Contribuição social	33.471	3.003
Juros e variações monetárias	30.785	11.368
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	2.034	3.098
Provisões para litígios	5.893	3.849
Outros	-	(44)
	<b>205.217</b>	<b>46.189</b>
<b>Redução (aumento) de ativos</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(8.680)	1.398
Depósitos vinculados a litígios	4.258	(109)
Tributos compensáveis	(548)	129
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	8.376	(2.881)
Ativos financeiros setoriais	(35.419)	(15.364)
Outros ativos operacionais	(9.794)	(275)
<b>Aumento (redução) de passivos</b>		
Encargos setoriais	(19.490)	5.718
Fornecedores	(30.491)	(26.302)
Passivos financeiros setoriais	(46.537)	7.234
Salários e encargos sociais	486	(1.695)
Tributos e contribuição social	(2.268)	637
Provisões para litígios pagos	(8.815)	(2.281)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(847)	1.501
Outros passivos operacionais	8.897	4.638
<b>Caixa gerado (consumido) pelas atividades de investimento</b>	<b>64.346</b>	<b>18.537</b>
Encargos de dívidas pagos	(55.192)	(3.632)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(30.309)	(8.883)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(21.155)</b>	<b>6.022</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>		
Adições do imobilizado e intangível	(113.567)	(48.724)
Participação financeira do consumidor	9.562	3.392
Aumento de caixa decorrente de agrupamento das distribuidoras	-	26.440
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento</b>	<b>(104.005)</b>	<b>(18.892)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Empréstimos e financiamentos obtidos	413.389	483
Empréstimos e financiamentos pagos	(136.339)	(17.872)
Liquidação de operações com derivativos	(3.921)	(1.692)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(45.770)	-
Operações de mútuo com coligadas	(47.280)	38.380
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento</b>	<b>180.079</b>	<b>19.299</b>
<b>Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>54.918</b>	<b>6.429</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		
<b>No início do exercício</b>	<b>17.974</b>	<b>11.544</b>
<b>No fim do exercício</b>	<b>72.892</b>	<b>17.974</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017**  
( Em milhares de reais )

	Capital Social	Reservas de Capital	Resultado Abrangente Acumulado		Reserva de lucros		Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Outros resultados Abrangentes	Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2016</b>	<b>20.632</b>	<b>611</b>	<b>12.943</b>	-	<b>2.296</b>	-	<b>2.186</b>	<b>(5.016)</b>	<b>33.653</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	10.892	10.892
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(4.167)	-	-	-	-	4.167	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	1.417	-	-	-	-	(1.417)	-
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Agrupamento da concessão - 31/10/2017 (nota 1.2)	149.764	5.547	78.997	-	19.296	26.486	-	53.049	333.140
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(10)	-	-	-	-	-	10	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	3.115	-	-	(3.115)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	-	45.072	-	(45.072)	-
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	6.893	(8.109)	(1.216) (1)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(2.186)	-	(2.186)
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2017</b>	<b>170.396</b>	<b>6.148</b>	<b>89.190</b>	-	<b>24.707</b>	<b>71.558</b>	<b>6.893</b>	<b>5.391</b>	<b>374.283</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	80.751	80.751
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(11.056)	-	-	-	-	11.056	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	3.759	-	-	-	-	(3.759)	-
Adoção de nova metodologia para cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	-	-	-	(1.556)	(1.556)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Aumento de capital	17	(17)	-	-	-	-	-	-	-
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	-	-	16	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	4.060	-	-	(4.060)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	-	58.021	-	(58.021)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	-	(22.541)	(22.541)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(6.893)	-	(6.893)
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2018</b>	<b>170.413</b>	<b>6.115</b>	<b>81.893</b>	-	<b>28.767</b>	<b>129.579</b>	-	<b>7.278</b>	<b>424.044</b>

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

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

# Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2018, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da CPFL Santa Cruz para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

**Considerações Iniciais** – Em 2018, a CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 457 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo totalizaram 2.256 GWh em 2018.

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 Santa Cruz é responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 03 em Minas Gerais e 03 no Paraná, atendendo às demandas de 1,4 milhão de consumidores cativos e 110 consumidores livres. Em 2018, a Concessionária distribuiu 2.256 GWh ao mercado cativo e 627 GWh ao mercado livre.

**Ligação de consumidores** – No ano de 2018 foram faturadas 456.806 unidades consumidoras. As novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial.

Número de Consumidores					
Consumidores	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial	33.866	34.674	35.958	388.349	398.931
Comercial	3.042	2.997	3.052	25.608	24.838
Industrial	637	635	641	3.517	3.399
Rural	440	441	437	24.308	24.533
Poderes Públicos	326	327	318	3.893	3.931
Iluminação Pública	23	23	23	500	508
Serviço Público	82	85	90	642	666
<b>Total</b>	<b>38.416</b>	<b>39.182</b>	<b>40.519</b>	<b>446.817</b>	<b>456.806</b>
<b>Varição</b>		<b>2,0%</b>	<b>3,4%</b>	<b>1002,7%</b>	<b>2,2%</b>

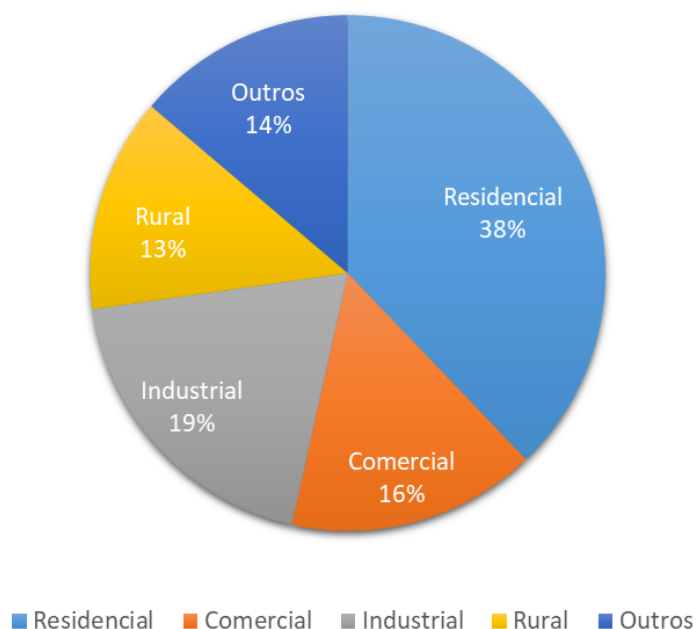
**Comportamento do mercado** – A distribuição de energia da CPFL Santa Cruz, no período de janeiro a dezembro de 2018, totalizou 2.883 GWh, sendo 2.256 GWh no mercado cativo e 627 GWh no mercado livre.

Na área de concessão todas as classes de consumo apresentaram desempenho positivo. A classe industrial reflete a recuperação de alguns setores de atividade como fabricação de produtos de borracha e plástico e fabricação de produtos alimentícios.

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo em 2018:

Mercado Atendido					
Mercado Atendido - GWh	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Energia Faturada</b>	<b>502</b>	<b>491</b>	<b>450</b>	<b>692</b>	<b>2.256</b>
Fornecimento	502	491	450	672	2.114
Residencial	89	88	89	211	800
Comercial	51	51	52	103	331
Industrial	323	315	271	233	407
Rural	6	6	6	49	284
Poderes Públicos	5	5	5	15	63
Iluminação Pública	13	13	13	30	119
Serviço Público	14	14	14	30	110
Suprimento p/ agentes de distribuição	0	0	0	20	141
<b>Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>73</b>	<b>77</b>	<b>114</b>	<b>251</b>	<b>627</b>
Consumidores Livres/Dist./Ger.	73	77	114	251	627
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>575</b>	<b>568</b>	<b>564</b>	<b>942</b>	<b>2.883</b>
<b>Varição</b>		<b>-1,1%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>67,1%</b>	<b>205,9%</b>

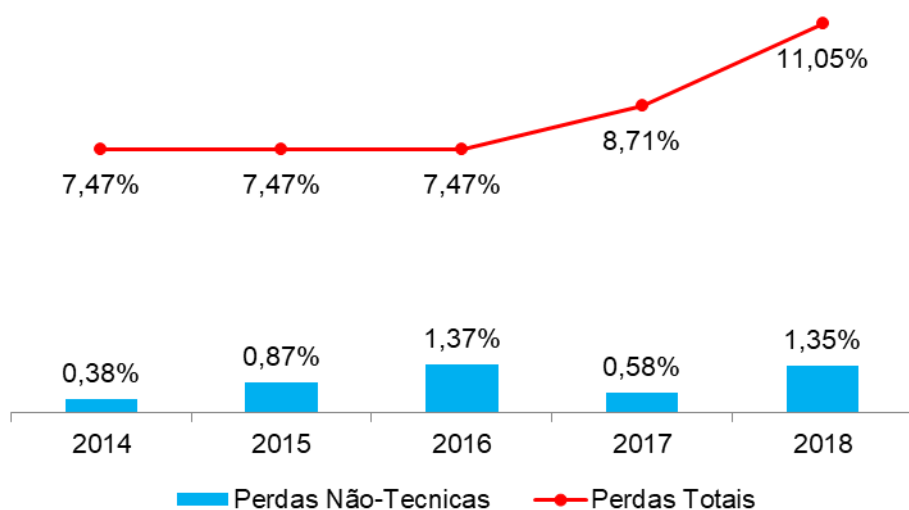
### Consumo por classe de consumidores - 2018



**Perdas** – A CPFL Santa Cruz tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2017 e 2018 foram respectivamente 8,71% e 11,05%, 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, 5,92% e 8,62%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2018 recuperou 31,6 GWh, por intermédio de 10 mil inspeções.

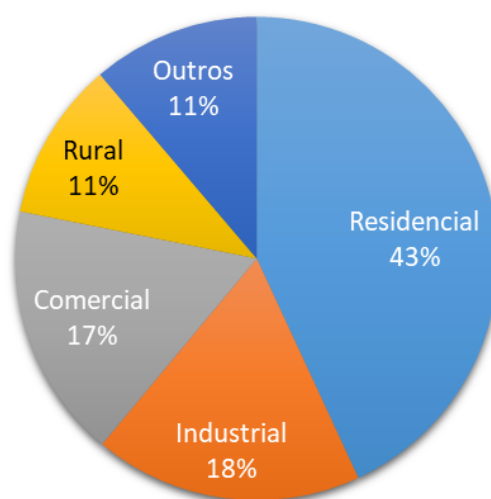
Balço Energético					
Energia Requerida	2014	2015	2016	2017	2018
Venda de Energia	502	492	451	692	2.258
Fornecimento	502	492	451	672	2.116
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	-	20	141
Consumidores Livres/Dist./Ger.	72	76	112	252	634
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Mercado Atendido</b>	<b>574</b>	<b>567</b>	<b>562</b>	<b>944</b>	<b>2.891</b>
Perdas na Rede Básica	22	20	17	31	86
Perdas na Distribuição	24	26	28	59	273
Perdas Técnicas	22	21	20	53	229
Perdas não Técnicas - PNT	2	5	8	6	44
PNT / Energia Requerida %	0,38%	0,87%	1,37%	0,58%	1,35%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>46</b>	<b>46</b>	<b>45</b>	<b>90</b>	<b>359</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>7,47%</b>	<b>7,47%</b>	<b>7,47%</b>	<b>8,71%</b>	<b>11,05%</b>
<b>Total</b>	<b>620</b>	<b>613</b>	<b>608</b>	<b>1.034</b>	<b>3.251</b>



**Receita** – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 924 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2018	2017	%
Residencial	398.121	371.765	7,09%
Industrial	166.019	163.263	1,69%
Comercial	157.699	151.681	3,97%
Rural	98.268	90.217	8,92%
Outros	103.826	97.957	5,99%
<b>Total</b>	<b>923.932</b>	<b>874.883</b>	<b>5,61%</b>

### 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 totalizou 457 mil, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2018	2017	%
Residencial	398.931	388.349	2,7%
Comercial	24.838	25.608	-3,0%
Industrial	3.399	3.517	-3,4%
Rural	24.533	24.308	0,9%
Outros	5.105	5.035	1,4%
<b>Total</b>	<b>456.806</b>	<b>446.817</b>	<b>2,2%</b>

**Tarifas** – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2018, atingiu R\$ 436,98/MWh. Em 13 de março de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.376, que fixou o Reajuste



Tarifário Anual (RTA) da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2018 a 21 de março de 2019.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	497,51
Industrial	407,41
Comercial	476,89
Rural	345,86
Outros	355,74

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\$	511,50	584,50	691,40

Para as tarifas por faixa de consumo da das Distribuidoras agrupadas, 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	6,74	5,29
2015	8,46	6,34
2016	5,65	4,09
2017	4,82	3,69
2018	6,01	5,09

**Atendimento ao consumidor** – A CPFL Santa Cruz, 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 45 municípios, e dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

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

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão, no ano de 2018, houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de 32GWh.

Na CPFL Santa Cruz essa estrutura é composta por 11 agências de atendimento, 268 imobiliárias e 55 credenciados rede fácil, responsáveis por 436.753 mil atendimentos em 2018.

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

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

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

Em 2018, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Portal Financeiro **(ii)** eSocial - Fase 2017 **(iii)** Risco de Mercado (MRA/MTM) **(iv)** Catálogo de cursos UC **(v)** Atualização Nota Fiscal Eletrônica - versão 4.0 **(vi)** Ariba **(vii)** Entrega da Obrigação Fiscal do Reinf (SAP TDF) **(viii)** Sistema para apurar, sob demanda, as cargas para os esquemas PCMC e ERAC do NOS **(ix)** CWSi Comercial **(x)** Unificação das Concessões (5Ds).

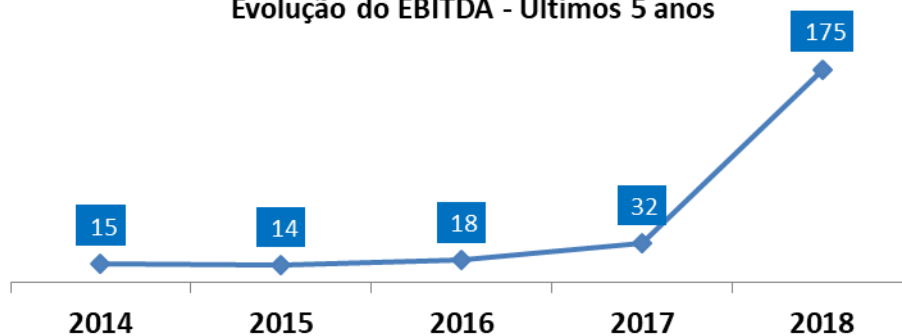
**Desempenho econômico-financeiro** – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2018, a CPFL Santa Cruz alcançou receita líquida de R\$ 972 milhões e um lucro líquido de R\$ 81 milhões.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
<b>Em R\$ mil</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>80.751</b>	<b>10.892</b>
Depreciação e Amortização	46.864	11.724
Resultado Financeiro	14.300	6.666
Impostos sobre o Lucro	33.471	3.003
<b>EBITDA</b>	<b>175.386</b>	<b>32.285</b>

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 175 milhões em 2018. Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:

CPFL Santa Cruz  
Evolução do EBITDA - Últimos 5 anos



**Investimentos** - Em 2018, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Santa Cruz, totalizaram R\$ 152 milhões. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 600 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

**Evolução e Projeção dos Investimentos**

Distribuição Máquinas e Equipamentos R\$ Mil	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
<b>AIS Bruto</b>	<b>7.119</b>	<b>45.477</b>	<b>151.594</b>	<b>123.407</b>	<b>138.641</b>	<b>149.684</b>	<b>93.698</b>	<b>94.798</b>
Transformador de Distribuição	1.129	5.309	10.808	10.423	11.710	12.642	7.914	8.007
Medidor	399	3.349	3.926	4.638	5.210	5.625	3.521	3.562
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	1.511	9.353	23.971	21.053	23.652	25.536	15.985	16.172
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	3.023	18.706	47.941	42.107	47.304	51.072	31.970	32.345
Redes Alta Tensão (69 kV)	-	25	11.476	6.951	7.809	8.431	5.278	5.339
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	-	-	744	450	505	546	341	345
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	238	794	17.587	11.253	12.642	13.649	8.544	8.644
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	228	2.930	1.909	2.144	2.315	1.449	1.466
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	750	1.643	26.424	17.416	19.566	21.124	13.223	13.378
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	70	6.070	5.788	7.209	8.099	8.744	5.473	5.538
<b>Obrigações Especiais do AIS Bruto</b>	<b>(1.263)</b>	<b>(718)</b>	<b>(7.563)</b>	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(1.263)	(718)	(7.563)	-	-	-	-	-
Outros				n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita				n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	-		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	-		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-		n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

### Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2018R	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
<b>Plano de Investimentos 2018</b>	151.594	123.407	138.641	149.684	93.698	94.798
R\$ Mil	2018P	2019P	2020P	2021P		
<b>Plano de Investimentos 2017</b>	142.440	105.298	131.688	126.044		
<b>Diferença</b>	<b>6,4%</b>	<b>17,2%</b>	<b>5,3%</b>	<b>18,8%</b>		

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2018 e de 2017 da CPFL Santa Cruz, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2018 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

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

**Captações de recursos** – Para viabilizar o programa de investimentos, a CPFL Santa Cruz utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 79 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia emitiu debêntures (R\$ 190 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 147 milhões).

**Valor adicionado** – Em 2018, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Santa Cruz foi de R\$ 715.025 mil, representando 46% da Receita operacional bruta, com a seguinte distribuição:

	2018	
	R\$ mil	%
<b>Pessoal e Encargos</b>	<b>53.613</b>	<b>7,5%</b>
Remuneração direta	31.982	4,5%
Benefícios	19.506	2,7%
F.G.T.S.	2.125	0,3%
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>538.260</b>	<b>75,3%</b>
Federais	305.544	42,7%
Estaduais	232.538	32,5%
Municipais	178	0,0%
<b>Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>41.962</b>	<b>5,9%</b>
Juros	41.239	5,8%
Aluguéis	723	0,1%
<b>Remuneração de capital próprio</b>	<b>81.191</b>	<b>11,4%</b>
Dividendo (incluindo adicional proposto)	22.541	3,2%
Lucros (prejuízos) retidos	58.650	8,2%
<b>Total</b>	<b>715.025</b>	<b>100,0%</b>

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\$ 1.547.300 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 AGO de 27 de abril de 2018 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2017, através de (i) juros sobre capital próprio no montante de R\$ 8.109 (R\$ 6.893 líquido dos efeitos tributários), atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,02258461.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

Declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 22.541 (R\$ 19.160 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,062777333 (R\$ 0,053360733 líquido de IRRF), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.

No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 45.770 referente a dividendos e juros sobre o capital próprio.

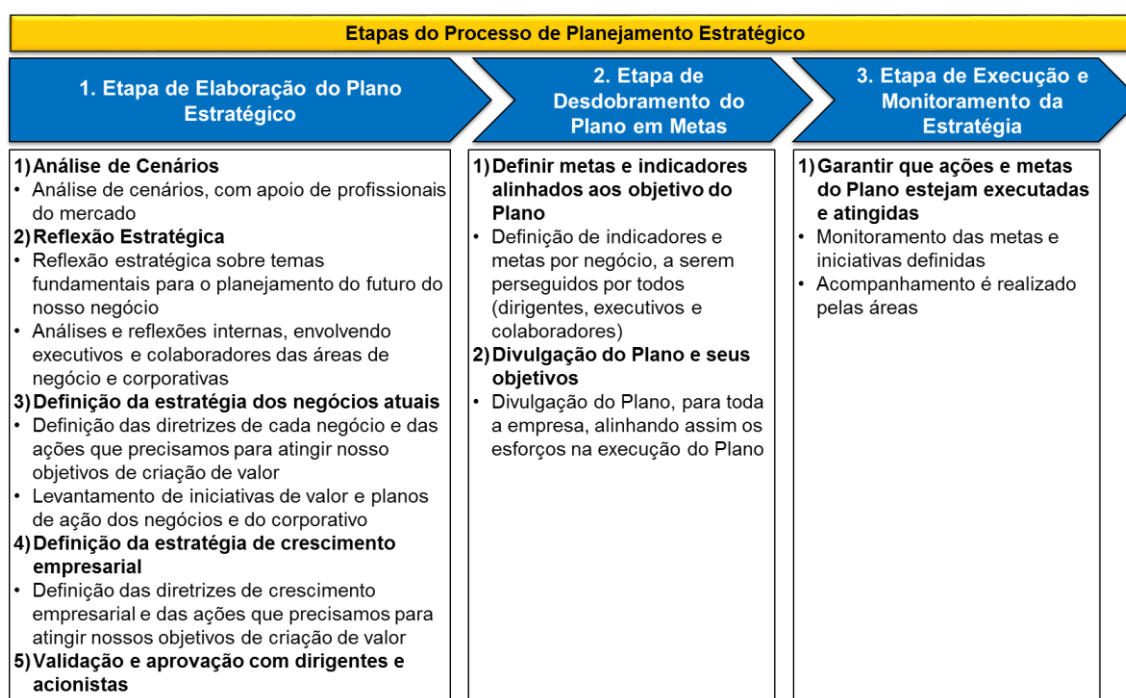
Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 118.874 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

Para maiores detalhes sobre destinação do lucro líquido da CPFL Santa Cruz, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2018 em [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

**Composição acionária** – A CPFL Santa Cruz 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 Santa Cruz era de R\$ 170.413 mil, composto por 359.058.396 ações ordinárias nominais sem valor nominal.

Através da Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 27 de abril de 2018, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor total de R\$ 17 mil, com utilização da reserva de capital, sem emissão de novas ações.

**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; (v) agrupamento das certificações devido a fusão das 5Ds.

**Recursos humanos** – Em 2018 a CPFL Santa Cruz investiu cerca de 800 mil 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, 576 colaboradores foram alcançados pelas atividades da Universidade CPFL (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), o que representa 77,18 horas de treinamento por colaborador neste período.

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

em [www.cpfl.com.br/relatorioanual](http://www.cpfl.com.br/relatorioanual) e [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

### CPFL Santa Cruz em números

Atendimento	2018	2017	%
Número de consumidores	456.917	446.926	2,2%
Número de empregados <sup>1</sup>	14	505	-97,2%
Número de consumidores por empregado	32.637	885	3587,8%
Número de localidades atendidas	43	45	-4,4%
Número de agências	11	25	-56,0%
Número de postos de atendimento	55	20	175,0%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2018	2017	%
Número de subestações	72	72	0,0%
Linhas de transmissão (Km)	1.208	1.175	2,8%
Linhas de distribuição (Km)	22.514	21.592	4,3%

Mercado	2018	2017	%
Área de concessão (Km <sup>2</sup> )	20.249	20.684	-2,1%
Demanda máxima (MWh/h)	538	486	10,7%
Mercado atendido (GWh)	2.883	942	205,9%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.006	542	269,8%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	436,98		
Residencial	497,51		
Comercial	476,89	ver nota 2	
Industrial	407,41		
Rural	345,86		
DEC (horas)	6,01	4,82	
FEC (número de interrupções)	5,09	3,69	
Número de reclamações por 10.000 consumidores	32,87	31,45	4,5%

2) Para as tarifas médias de 2017, consultar tabela por distribuidora abaixo.

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh 2017				
	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
Residencial	485,44	467,40	479,81	436,49	474,34
Industrial	415,76	391,55	344,53	350,95	422,17
Comercial	476,39	444,69	447,81	405,67	468,94
Rural	331,56	316,37	340,54	316,48	330,21
Outros	352,42	330,97	328,24	301,87	341,65



<b>Financeiros</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>%</b>
Receita operacional bruta (R\$ mil)	1.547.300	439.691	251,9%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	971.676	258.324	276,1%
Resultado da atividade (R\$ mil)	128.523	20.561	525,1%
Margem operacional do serviço líquida (%)	13,23%	7,96%	66,2%
EBITDA OU LAJIDA	175.386	32.285	443,2%
Lucro líquido (R\$ mil)	80.751	10.892	641,4%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	424.044	374.283	13,3%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	19,04%	2,91%	554,4%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	578.654	376.158	53,8%
Em moeda nacional (%)	63%	82%	-23,6%
Em moeda estrangeira (%)	37%	18%	107,4%

## **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 Santa Cruz. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente.

Jaguariúna, 26 de abril de 2019.

A Administração

**Companhia Jaguari de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**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 Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, 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 social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 457 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

### **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.

## 1.2 Agrupamento de concessões de distribuição de energia elétrica

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das seguintes distribuidoras de energia elétrica, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. Passando a partir de 01 de janeiro de 2018 a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora, Companhia Jaguari de Energia, com nome fantasia de CPFL Santa Cruz.

Em 27 de novembro de 2017, com base em Laudo de Avaliação Contábil na data base de 31 de outubro de 2017, a Diretoria Executiva ratificou a incorporação das distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia.

Em 31 de dezembro de 2017, através das Assembleias Gerais Extraordinárias (“AGE”) realizadas nas empresas agrupadas foi ratificada a decisão da Diretoria Executiva de 27 de novembro de 2017.

O Acervo das incorporadas foi avaliado com base em seu valor contábil societário, calculado com base nos balanços patrimoniais das incorporadas na data base de 31 de outubro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os Laudos de Avaliação dos acervos das incorporadas foram vertidos para a Companhia Jaguari de Energia, em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. e foram preparados pela empresa de avaliação independente KPMG Auditores Independentes. De acordo com o artigo 224, inciso III da Lei das S.A., foi definido pela administração no “protocolo de incorporação e instrumento de justificação”, que a variação patrimonial dos acervos ocorrida entre a data base da operação, 31 de outubro de 2017, e a data da efetivação da incorporação, 31 de dezembro de 2017, foi refletida na incorporadora diretamente em contas de resultado do período, afetando o patrimônio líquido.

O acervo societário das empresas incorporadas apurado na data base de 31 de outubro de 2017 está demonstrado abaixo:

Acervo Líquido Contábil	Santa Cruz 31/10/2017	Leste Paulista 31/10/2017	Sul Paulista 31/10/2017	Mococa 31/10/2017	Total 31/10/2017
<b>ATIVO</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	20.078	3.506	1.653	1.202	26.440
Consumidores, concessionárias e permissionárias	80.475	24.459	26.601	16.511	148.047
Tributos a compensar	7.428	3.201	4.583	1.693	16.905
Ativo financeiro da concessão	7.147	2.607	3.032	1.526	14.312
Intangível	257.435	120.213	156.899	84.265	618.812
Outros ativos	19.251	12.977	12.603	5.647	50.478
<b>Total do Ativo</b>	<b>391.814</b>	<b>166.962</b>	<b>205.372</b>	<b>110.844</b>	<b>874.993</b>
<b>PASSIVO</b>					
Fornecedores	68.228	16.828	24.825	11.294	121.175
Empréstimos e financiamentos	82.163	65.497	63.761	44.822	256.244
Debêntures	33.787	-	-	-	33.787
Impostos, taxas e contribuições	11.340	4.341	6.305	3.264	25.249
Dividendo e juros sobre capital próprio	5.503	2.030	18.285	4.759	30.576
Passivo financeiro setorial	5.138	3.829	-	1.095	10.062
Encargos setoriais	17.366	4.857	7.918	3.278	33.418
Provisões para contingências	4.223	10.044	6.724	2.094	23.084
Outros passivos	15.001	3.933	16.173	4.402	39.509
<b>Total do Passivo</b>	<b>242.748</b>	<b>111.358</b>	<b>143.990</b>	<b>75.007</b>	<b>573.103</b>
<b>ACERVO LÍQUIDO CONTÁBIL</b>	<b>149.067</b>	<b>55.605</b>	<b>61.382</b>	<b>35.837</b>	<b>301.891</b>

## **( 2 ) BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

### **2.7 Base de preparação**

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidas e aprovadas pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e também seguindo as orientações e as interpretações técnicas emitidos 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 30, 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](http://www.aneel.gov.br)) e da Companhia ([www.cpf.com.br](http://www.cpf.com.br)).

### **2.8 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, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 27 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

### **2.9 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 possam 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 16 – Provisão para litígios (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos); e
- Nota 20 – Receita/Ingresso (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados).

## 2.10 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.

## 2.11 Agrupamento das distribuidoras

O registro contábil do acervo societário apurado na data base de 31 de outubro de 2017 e da variação patrimonial ocorrida entre a data base do acervo e a data da efetivação da incorporação ocorrida em 31 de dezembro de 2017, das empresas incorporadas, foram refletidas na Companhia diretamente em contas de patrimônio líquido e de resultado, respectivamente.

No intuito de um melhor entendimento dos números apresentados neste balanço e possibilitar a comparabilidade entre os exercícios, seguem quadros demonstrativos com os efeitos da incorporação:

d) Ativo societário das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>ATIVO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	5	14.648
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	136.737
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	422
Outros tributos a compensar	7	7.654
Ativo financeiro setorial	8	2.409
Estoques		2.352
Outros créditos	11	22.697
<b>Total do circulante</b>		<b>186.919</b>
<b>Não circulante</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	10.851
Depósitos judiciais	18	23.461
Outros tributos a compensar	7	11.450
Créditos fiscais diferidos	9	660
Ativo financeiro da concessão	10	14.847
Outros créditos	11	12
Intangível	12	639.983
<b>Total do não circulante</b>		<b>701.266</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>888.185</b>

e) Passivo societário das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	13	96.324
Empréstimos e financiamentos	14	127.881
Debêntures	15	32.616
Taxas regulamentares	16	20.734
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17	771
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	17	22.927
Coligadas, controladas e controladora	26	43.645
Dividendo e juros sobre capital próprio	20	30.576
Obrigações estimadas com pessoal		3.631
Passivo financeiro setorial	8	4.547
Outras contas a pagar	19	23.861
<b>Total do circulante</b>		<b>407.514</b>
<b>Não circulante</b>		
Empréstimos e financiamentos	14	123.958
Débitos fiscais diferidos	9	7.880
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	24.561
Derivativos	29	875
Passivo financeiro setorial	8	6.762
Outras contas a pagar	19	10.919
<b>Total do não circulante</b>		<b>174.955</b>
<b>Patrimônio líquido</b>	20	
Capital social		148.570
Reserva de capital		1.679
Reserva legal		19.296
Reserva de retenção de lucros para investimento		18.041
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		43.864
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		26.486
Dividendo		5.174
Lucros acumulados		42.605
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>305.716</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>888.185</b>

f) dos resultados societários das empresas incorporadas de novembro e dezembro de 2017

	Nota explicativa	Novembro e dezembro de 2017
<b>Receita operacional líquida</b>	22	<b>877.657</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>		
Custo com energia elétrica	23	(493.101)
Custo de operação	24	(95.057)
Custo do serviço prestado a terceiros	24	(114.736)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>174.763</b>
<b>Despesas operacionais</b>	24	
Despesas com vendas		(23.408)
Despesas gerais e administrativas		(47.069)
Outras despesas operacionais		(4.585)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>99.702</b>
<b>Resultado financeiro</b>	25	
Receitas financeiras		25.907
Despesas financeiras		(47.508)
		<b>(21.601)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>78.101</b>
Contribuição social	9	(6.078)
Imposto de renda	9	(16.705)
		<b>(22.783)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>55.318</b>

### **( 3 ) PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações contábeis regulatórias estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados, com exceção dos novos pronunciamentos e interpretações contábeis adotadas pela Companhia em 1º de janeiro de 2018 descritas na nota explicativa 3.14.

#### **3.15 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.

#### **3.16 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 27.

#### **- 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.

### **3.17 Imobilizado em serviço**

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador (nota 11).

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

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

### **3.18 Imobilizado em curso**

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

A Companhia agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente



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

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

### **3.19 Intangível**

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

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

### **3.20 Obrigações especiais vinculadas à concessão**

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

### **3.21 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 30.3.1).

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 Laudo de Reavaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de agosto de 2015, que foi aprovado pelo Despacho nº 606, de 10 de março de 2016, portanto a Companhia reconheceu a referida reavaliação nas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2015. Em 2016, com a implantação do laudo homologado da revisão tarifária, a Companhia efetivou o registro do laudo de avaliação da base de remuneração e as movimentações do exercício de 2016 refletem basicamente os efeitos do referido laudo.

### **3.22 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*.

### **3.23 Provisões**

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

### **3.24 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. O plano é caracterizado como Plano de Contribuição Definida, cuja 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.

### **3.25 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.

### **3.26 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.

### **3.27 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, ambos da controladora CPFL Energia.

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.

### **3.28 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.

### **3.29 Ativo e passivo financeiro setorial**

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

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

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

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

### **3.30 Novas normas e interpretações vigentes adotadas na Contabilidade Societária e não adotada na Contabilidade Regulatória**

Foram emitidas e/ou revisadas diversas 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\$ 791 (R\$ 522 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\$ 2.358 (R\$ 1.556 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.

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\$ 35.475 (R\$ 20.489 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\$ 73.890 (passivo de R\$ 11.774 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\$ 1.689 (nota 22).

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

#### **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.

### 3.31 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:

#### 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.

#### c) 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.

#### d) 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 27) 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	27.161	15.443
Equivalentes de caixa	45.731	2.530
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	2.428
Certificado de depósito bancário (b)	45.731	87
Fundos de investimento (c)	-	15
<b>Total</b>	<b><u>72.892</u></b>	<b><u>17.974</u></b>

- (d) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDBs”) e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”).
- (e) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,3% do CDI.
- (f) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 79% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDBs, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

### ( 6 ) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2018	Total em 31/12/2017	
	Correntes a Vencer	Correntes Vencidas					Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	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	111.333	38.901	2.669	326	4.870	(7.136)	1.995	12.764	1.089	914	(1.782)	165.945	158.159	
Residencial	25.034	23.687	1.049	5	971	(1.153)	602	883	335	213	(148)	51.479	48.764	
Industrial	12.581	3.935	101	276	3.685	(4.743)	504	2.705	29	623	(902)	18.794	19.395	
Comercial	11.464	4.045	249	2	100	(469)	156	1.286	678	67	(483)	17.098	16.062	
Rural	5.974	2.031	271	3	40	(146)	94	273	46	10	(197)	8.399	8.021	
Poderes Públicos	3.089	1.757	473	0	56	(106)	559	6.235	-	-	(53)	12.010	11.143	
Iluminação Pública	4.935	1.453	373	40	17	(430)	79	1.382	-	-	-	7.850	6.627	
Serviço Público	4.006	1.895	135	-	0	(89)	-	-	-	-	-	5.948	6.031	
Serviço Taxado	44	98	18	-	-	-	-	-	-	-	-	160	170	
Fornecimento Não Faturado	44.207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.207	42.946	
Encargos Tarifários	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	
Outros consumidores	8.826	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.826	8.141	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	1.527	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.527	804	
Energia Elétrica de Curto Prazo	2.058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.058	6.000	
Outros	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	
<b>TOTAL</b>	<b>123.748</b>	<b>38.901</b>	<b>2.669</b>	<b>326</b>	<b>4.870</b>	<b>(7.136)</b>	<b>1.995</b>	<b>12.764</b>	<b>1.089</b>	<b>914</b>	<b>(1.782)</b>	<b>178.360</b>	<b>174.109</b>	
												<b>Circulante</b>	<b>164.784</b>	<b>162.801</b>
												<b>Não Circulante</b>	<b>13.577</b>	<b>11.308</b>
													<b>178.360</b>	<b>174.109</b>

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

	<b>Consumidores, concessionárias e permissionárias</b>
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(223)</b>
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	(3.183)
Provisão revertida (constituída)	(3.267)
Recuperação de receita	481
Baixa de contas a receber provisionadas	(1.402)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(7.594)</b>
Provisão revertida (constituída)	(4.369)
Recuperação de receita	2.280
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	(2.339)
Baixa de contas a receber provisionadas	3.106
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>(8.918)</b>

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

## **( 7 ) TRIBUTOS COMPENSÁVEIS**

	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.236	362
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	441	959
ICMS a compensar	7.584	6.891
Programa de integração social - PIS	69	74
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	319	342
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	262
Outros	8	8
<b>Total</b>	<b>9.657</b>	<b>8.899</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
ICMS a compensar	12.248	12.458
<b>Total</b>	<b>12.248</b>	<b>12.458</b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar** – Referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

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

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



## ( 8 ) ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Ativa (a)</b>	<b>158.474</b>	<b>199.190</b>	<b>(104.388)</b>	<b>9.232</b>	<b>5.492</b>	<b>207.804</b>	<b>25.366</b>	<b>182.437</b>	<b>167.317</b>	<b>40.486</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	70.154	78.723	(41.696)	4.274	5.308	89.248	11.396	77.852	71.971	17.277
Custo de Energia Itaipu	73.761	74.451	(61.513)	4.347	119	91.002	13.928	77.074	73.898	17.104
Proinfa	-	174	(193)	25	-	42	42	-	42	-
Transporte de Rede Básica	1.939	34.701	(863)	353	148	14.256	-	14.256	11.093	3.164
Transporte de Energia - Itaipu	124	1.884	(123)	46	(83)	1.981	-	1.981	1.541	440
ESS/EER	12.495	-	-	132	-	-	-	-	-	-
CDE	-	9.257	-	55	-	11.274	-	11.274	8.772	2.502
<b>Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>14.546</b>	<b>9.648</b>	<b>(4.446)</b>	<b>1.246</b>	<b>5.130</b>	<b>11.113</b>	<b>304</b>	<b>10.809</b>	<b>8.714</b>	<b>2.399</b>
Neutralidade da Parcela A	5.492	7.882	(2.212)	632	(432)	9.626	304	9.322	7.557	2.069
Sobrecontratação de Energia	7.821	311	(1.325)	156	-	-	-	-	-	-
Outros	1.233	1.455	(909)	458	5.562	1.487	-	1.487	1.157	330
<b>Total Ativos Financeiros Setoriais</b>	<b>173.019</b>	<b>208.838</b>	<b>(108.834)</b>	<b>10.478</b>	<b>10.622</b>	<b>218.916</b>	<b>25.670</b>	<b>193.246</b>	<b>176.031</b>	<b>42.885</b>

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Passiva (a)</b>	<b>146.564</b>	<b>81.934</b>	<b>(82.681)</b>	<b>3.585</b>	<b>(2.435)</b>	<b>86.771</b>	<b>14.023</b>	<b>72.749</b>	<b>70.627</b>	<b>16.144</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	59.026	27.225	(17.640)	(156)	(2.017)	38.924	-	38.924	30.286	8.638
Custo de Energia Itaipu	431	-	(272)	4	-	-	-	-	-	-
Proinfa	151	(50)	(61)	(98)	22	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	834	21.215	(56)	42	-	13	13	-	13	-
Transporte de Energia - Itaipu	46	(46)	(110)	5	-	27	27	-	27	-
ESS/EER	68.441	35.490	(49.122)	3.207	(441)	44.948	11.123	33.825	37.441	7.506
CDE	17.635	(1.900)	(15.420)	581	1	2.860	2.860	-	2.860	-
<b>Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>38.229</b>	<b>75.031</b>	<b>(51.583)</b>	<b>3.184</b>	<b>8.404</b>	<b>58.255</b>	<b>14.977</b>	<b>43.280</b>	<b>38.880</b>	<b>19.376</b>
Neutralidade da Parcela A	2.790	(748)	(328)	23	-	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	11.061	8.825	(11.037)	312	6.547	8.746	3.098	5.648	7.492	1.253
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	20.859	8.845	(10.030)	1.014	1.854	22.542	2.816	19.727	7.879	14.663
Outros	3.519	58.109	(30.188)	1.835	3	26.968	9.063	17.905	23.508	3.459
<b>Total Passivos Financeiros Setoriais</b>	<b>184.794</b>	<b>156.965</b>	<b>(134.264)</b>	<b>6.769</b>	<b>5.969</b>	<b>145.027</b>	<b>29.000</b>	<b>116.029</b>	<b>109.507</b>	<b>35.520</b>

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 22 de março de 2015 a 21 de março de 2016, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período. A recuperação da CVA foi iniciada em 22 de março de 2017, logo após o final da vigência da Revisão Tarifária de 22 março de 2016, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

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

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

## b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

### i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A

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

### ii) Sobrecontratação

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

### iii) Diferimento/Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica

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

### iv) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, passou a ser amortizado; (ii) ressarcimento de P&D do valor recolhido a maior ao Tesouro Nacional, no período de 2010 a 2012, referente ao adicional de 0,30% sobre a Receita Operacional Líquida (ROL) e (iii) recálculos de processos tarifários anteriores.

## (9) TRIBUTOS DIFERIDOS

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

	31/12/2018		31/12/2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Bases negativas/Prejuízos fiscais</b>	-	-	1.952	5.603
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para litígios	2.558	7.104	2.387	6.632
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	861	2.392	745	2.070
Programas de P&D e eficiência energética	1.143	3.175	946	2.627
Provisão relacionada a pessoal	211	587	255	709
Derivativos	(355)	(985)	119	332
Instrumentos financeiros (CPC)	(99)	(276)	40	112
Outros	1.069	3.022	957	2.711
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>				
Reavaliação regulatória compulsória	(11.167)	(31.020)	(12.162)	(33.784)
<b>Total</b>	<b>(5.779)</b>	<b>(16.001)</b>	<b>(4.760)</b>	<b>(12.989)</b>

## 9.5 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
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>114.222</b>	<b>114.222</b>	<b>13.895</b>	<b>13.895</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Juros sobre o capital próprio	(22.541)	(22.541)	2.257	2.257
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	8.383	8.383	(8.109)	(8.109)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.972	(2.913)	838	771
<b>Base de cálculo</b>	<b>102.037</b>	<b>97.152</b>	<b>8.880</b>	<b>8.813</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado</b>	<b>(9.183)</b>	<b>(24.288)</b>	<b>(799)</b>	<b>(2.204)</b>
Corrente	(7.952)	(20.687)	(1.291)	(3.549)
Diferido	(1.231)	(3.601)	492	1.346

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 de R\$ 3.759 (R\$ 39.278 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	-	225	-	-
Serviços prestados a terceiros	1.304	65	-	-
Convênios de arrecadação	-	-	-	-
Contas a receber - CDE	7.191	15.565	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.360	740	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(649)	(685)	-	-
Outros	3.489	8	13	13
<b>Total</b>	<b>12.695</b>	<b>15.918</b>	<b>13</b>	<b>13</b>

**Contas a receber – CDE** – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 973 (R\$ 1.435 em 31 de dezembro de 2017), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 6.218 (R\$ 13.949 em 31 de dezembro de 2017) e (iii) descontos tarifários – liminares no montante de R\$ 182 em 31 de dezembro de 2017 (nota 18).

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\$ 182 (nota 18).

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

	<b>Outros créditos (nota 10)</b>
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(60)</b>
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	(313)
Provisão revertida (constituída) líquida	(312)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(685)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	56
Adoção de nova metodologia para cálculo da PDD	(19)
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>(649)</b>

#### **( 11 ) IMOBILIZADO E INTANGÍVEL**

A composição do imobilizado é como segue:

<b>Ativo Imobilizado</b>	<b>Taxas anuais médias de depreciação (%)</b>	<b>2018</b>			<b>2017</b>
		<b>Valor Bruto</b>	<b>Depreciação e Amortização Acumulada</b>	<b>Valor líquido</b>	<b>Valor líquido</b>
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	3,95%	<b>1.712.401</b>	<b>(814.234)</b>	<b>898.167</b>	<b>794.918</b>
Custo Histórico		1.153.308	(413.448)	739.860	622.562
Correção Monetária Especial		16.848	(16.496)	353	353
Reavaliação		542.245	(384.291)	157.954	172.003
<b>Administração</b>	8,90%	<b>32.056</b>	<b>(23.042)</b>	<b>9.013</b>	<b>9.777</b>
Custo Histórico		25.097	(17.884)	7.214	7.762
Correção Monetária Especial		1.064	(941)	123	123
Reavaliação		5.894	(4.218)	1.676	1.892
<b>Subtotal</b>		<b>1.744.457</b>	<b>(837.276)</b>	<b>907.180</b>	<b>804.695</b>
<b>Em Curso</b>		<b>48.277</b>	-	<b>48.277</b>	<b>97.551</b>
Distribuição		40.502	-	40.502	95.715
Administração		7.775	-	7.775	1.836
<b>Subtotal</b>		<b>48.277</b>	-	<b>48.277</b>	<b>97.551</b>
<b>Total</b>		<b>1.792.734</b>	<b>(837.276)</b>	<b>955.457</b>	<b>902.246</b>

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
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	14,21%	<b>18.924</b>	<b>(11.804)</b>	<b>7.120</b>	<b>5.847</b>
Custo Histórico		12.834	(7.277)	5.557	4.221
Correção Monetária Especial		54	-	54	54
Reavaliação		6.036	(4.527)	1.509	1.572
<b>Administração</b>	20,00%	<b>58.066</b>	<b>(51.748)</b>	<b>6.317</b>	<b>8.079</b>
Custo Histórico		43.134	(37.002)	6.133	7.679
Reavaliação		14.931	(14.747)	185	400
<b>Subtotal</b>		<b>76.990</b>	<b>(63.553)</b>	<b>13.437</b>	<b>13.925</b>
<b>Em Curso</b>		<b>13.031</b>	<b>-</b>	<b>13.031</b>	<b>11.285</b>
Distribuição		4.861	-	4.861	5.780
Administração		8.170	-	8.170	5.504
<b>Subtotal</b>		<b>13.031</b>	<b>-</b>	<b>13.031</b>	<b>11.285</b>
<b>Total</b>		<b>90.021</b>	<b>(63.553)</b>	<b>26.468</b>	<b>25.210</b>

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
<b>Distribuição</b>	<b>1.580.238</b>	<b>23</b>	<b>(26.463)</b>	<b>157.864</b>	<b>738</b>	<b>1.712.401</b>	<b>131.425</b>	<b>(814.234)</b>	<b>898.167</b>	<b>794.918</b>
Terrenos	12.365	-	-	1.206	-	13.572	1.206	-	13.572	12.365
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	21.566	-	-	3.741	1.074	26.381	3.741	(12.562)	13.819	9.653
Máquinas e Equipamentos	1.519.440	23	(25.818)	151.571	(348)	1.644.868	125.776	(785.088)	859.780	760.398
Veículos	20.189	-	(644)	1.273	-	20.818	629	(10.940)	9.878	11.351
Móveis e Utensílios	6.677	-	-	73	13	6.763	73	(5.644)	1.119	1.151
<b>Administração</b>	<b>32.098</b>	<b>-</b>	<b>(584)</b>	<b>1.279</b>	<b>(738)</b>	<b>32.056</b>	<b>695</b>	<b>(23.042)</b>	<b>9.013</b>	<b>9.777</b>
Terrenos	3.604	-	-	-	-	3.605	-	-	3.605	3.604
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	3.504	-	-	718	(655)	3.567	718	(2.676)	891	912
Máquinas e Equipamentos	18.236	-	-	533	(98)	18.672	533	(14.788)	3.884	4.453
Veículos	4.867	-	(584)	-	-	4.283	(584)	(3.963)	320	496
Móveis e Utensílios	1.887	-	-	27	15	1.929	27	(1.615)	314	312
<b>Subtotal</b>	<b>1.612.336</b>	<b>23</b>	<b>(27.046)</b>	<b>159.143</b>	<b>-</b>	<b>1.744.457</b>	<b>132.120</b>	<b>(837.276)</b>	<b>907.180</b>	<b>804.695</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2017</b>	<b>Adições (A)</b>	<b>Baixas (B)</b>	<b>Transferências (C)</b>	<b>Reclassif.</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2018</b>	<b>Adições Líquidas (A)-(B)+(C)</b>	<b>Depreciação Acumulada</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2018</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2017</b>
<b>Distribuição</b>	<b>95.715</b>	<b>101.402</b>	<b>-</b>	<b>(156.584)</b>	<b>(31)</b>	<b>40.502</b>	<b>(55.182)</b>	<b>-</b>	<b>40.502</b>	<b>95.715</b>
Máquinas e Equipamentos	57.093	105.139	-	(147.790)	-	14.443	(42.651)	-	14.443	57.093
Outros	38.622	(3.737)	-	(8.794)	(31)	26.059	(12.531)	-	26.059	38.622
<b>Administração</b>	<b>1.836</b>	<b>8.467</b>	<b>-</b>	<b>(2.559)</b>	<b>31</b>	<b>7.775</b>	<b>5.908</b>	<b>-</b>	<b>7.775</b>	<b>1.836</b>
Máquinas e Equipamentos	890	580	-	(359)	-	1.111	221	-	1.111	890
Outros	946	7.887	-	(2.200)	31	6.664	5.687	-	6.664	946
<b>Subtotal</b>	<b>97.551</b>	<b>109.870</b>	<b>-</b>	<b>(159.143)</b>	<b>-</b>	<b>48.277</b>	<b>(49.274)</b>	<b>-</b>	<b>48.277</b>	<b>97.551</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>1.709.887</b>	<b>109.893</b>	<b>(27.046)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.792.734</b>	<b>82.847</b>	<b>(837.276)</b>	<b>955.457</b>	<b>902.246</b>

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

<b>Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2018</b>	<b>Material/ Equipamentos</b>	<b>Serviços de Terceiros</b>	<b>Mão de Obra Própria</b>	<b>Depreciação/ Amortização</b>	<b>Outros Gastos (a)</b>	<b>Total</b>
<b>Imobilizado em Curso</b>	<b>77.211</b>	<b>32.263</b>	<b>3.642</b>	<b>94</b>	<b>3.148</b>	<b>116.357</b>
Terrenos	427	35	-	-	-	462
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	-	864	-	-	-	864
Máquinas e Equipamentos	69.800	29.071	3.618	94	3.136	105.719
Veiculos	6.568	128	-	-	1	6.696
Móveis e Utensílios	346	-	-	-	10	356
A Ratear	71	2.165	24	-	1	2.261
<b>Outros - Estoque</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(6.488)</b>	<b>(6.488)</b>
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	(1.430)	(1.430)
Material em Depósito	-	-	-	-	(4.934)	(4.934)
Compras em Andamento	-	-	-	-	(123)	(123)
<b>Total das Adições</b>	<b>77.211</b>	<b>32.263</b>	<b>3.642</b>	<b>94</b>	<b>(3.340)</b>	<b>109.870</b>

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

<b>Distribuição - Máquinas e Equipamentos</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2017</b>	<b>Adições (A)</b>	<b>Baixas (B)</b>	<b>Transferências (C)</b>	<b>Reclassif.</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2018</b>	<b>Adições Líquidas (A)-(B)+(C)</b>
<b>AIS Bruto</b>	<b>1.519.440</b>	<b>23</b>	<b>(25.818)</b>	<b>151.571</b>	<b>(348)</b>	<b>1.644.868</b>	<b>125.776</b>
Transformador de Distribuição	241.020	17	(4.600)	10.791	(424)	246.803	6.207
Medidor	137.484	-	(6.029)	3.926	(534)	134.846	(2.104)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	444.595	2	(3.334)	23.968	(194.853)	270.379	20.637
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	326.437	4	(6.667)	47.937	172.302	540.012	41.274
Redes Alta Tensão (69 kV)	52.421	-	(765)	11.476	(3.515)	59.616	10.711
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	7.912	-	-	744	3.515	12.171	744
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	(146)	-	-	-	146	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	65.457	-	(2.016)	17.587	(2.813)	78.216	15.571
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	50.913	-	(1.259)	2.930	59	52.643	1.671
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	107.345	-	(896)	26.424	219	133.092	25.528
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	14.813	-	-	-	(146)	14.667	-
Demais Máquinas e Equipamentos	71.191	-	(252)	5.788	25.696	102.423	5.536

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Transferências (B)	Reclassif. (*)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
<b>Distribuição</b>	<b>16.760</b>	-	<b>2.164</b>	-	<b>18.924</b>	<b>2.164</b>	<b>(11.804)</b>	<b>7.120</b>	<b>5.847</b>
Servidões	2.799	-	1.880	-	4.679	1.880	-	4.679	2.799
Softwares	11.680	-	283	-	11.963	283	(10.730)	1.233	1.748
Outros	2.282	-	-	-	2.282	-	(1.074)	1.208	1.299
<b>Administração</b>	<b>56.978</b>	-	<b>1.088</b>	-	<b>58.066</b>	<b>1.088</b>	<b>(51.748)</b>	<b>6.317</b>	<b>8.079</b>
Softwares	7.040	-	1.088	49.586	57.713	1.088	(51.748)	5.965	(41.860)
Outros	49.938	-	-	(49.586)	352	-	-	352	49.939
<b>Subtotal</b>	<b>73.738</b>	-	<b>3.251</b>	-	<b>76.990</b>	<b>3.251</b>	<b>(63.553)</b>	<b>13.437</b>	<b>13.925</b>
<b>Distribuição</b>	<b>5.780</b>	<b>1.245</b>	<b>(2.164)</b>	-	<b>4.861</b>	<b>(918)</b>	-	<b>4.861</b>	<b>5.780</b>
Servidões	1.536	642	(1.880)	-	299	(1.238)	-	299	1.537
Outros	4.243	603	(283)	-	4.563	320	-	4.563	4.244
<b>Administração</b>	<b>5.504</b>	<b>3.753</b>	<b>(1.088)</b>	-	<b>8.170</b>	<b>2.665</b>	-	<b>8.170</b>	<b>5.504</b>
Outros	5.504	3.753	(1.088)	-	8.170	2.665	-	8.170	5.504
<b>Subtotal</b>	<b>11.284</b>	<b>4.998</b>	<b>(3.251)</b>	-	<b>13.031</b>	<b>1.747</b>	-	<b>13.031</b>	<b>11.285</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>85.022</b>	<b>4.998</b>	-	-	<b>90.021</b>	<b>4.998</b>	<b>(63.553)</b>	<b>26.468</b>	<b>25.210</b>

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

#### Taxas anuais de depreciação (%)

##### Distribuição

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

##### Administração central

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

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



inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

## ( 12 ) FORNECEDORES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	17.513	13.654
Suprimento de Energia Elétrica	52.502	77.140
Materiais e serviços	11.573	21.385
Outros	1.639	1.540
<b>Total</b>	<b><u>83.228</u></b>	<b><u>113.719</u></b>

## ( 13 ) EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

	<u>Encargos</u>		<u>Principal</u>		<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
	<u>Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>		
Empréstimos e financiamentos	2.277	121.559	259.766	383.603	342.376	
Debêntures	6.139	-	189.817	195.956	32.616	
<b>Total</b>	<b><u>8.416</u></b>	<b><u>121.559</u></b>	<b><u>449.583</u></b>	<b><u>579.559</u></b>	<b><u>374.992</u></b>	

### 13.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

A movimentação dos encargos de dívida, empréstimos e financiamentos estão demonstradas a seguir:

<u>Modalidade</u>	<u>Saldo em 31/12/2017</u>	<u>Captação</u>	<u>Amortização principal</u>	<u>Encargos, atualização monetária e marcação a mercado</u>	<u>Atualização cambial</u>	<u>Encargos pagos</u>	<u>Saldo em 31/12/2018</u>
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pré Fixado	15.016	-	(2.304)	807	-	(817)	12.701
Pós fixado							
TJLP e TLP	23.295	79.000	(5.164)	1.905	-	(1.808)	97.226
Selic	6.436	-	(2.044)	470	-	(122)	4.740
CDI	180.963	-	(93.826)	7.996	-	(42.274)	52.858
Cesta de moedas	2.293	-	(500)	516	-	(156)	2.152
Mútuos Passivos	46.780	56.732	(104.011)	644	-	(145)	-
<b>Total ao custo</b>	<b><u>274.781</u></b>	<b><u>135.732</u></b>	<b><u>(207.849)</u></b>	<b><u>12.338</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(45.322)</u></b>	<b><u>169.677</u></b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b><u>(202)</u></b>	<b><u>(2.349)</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>223</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(2.328)</u></b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	67.219	45.000	-	3.427	12.834	(2.421)	126.059
Euro	-	102.000	-	229	(7.671)	(193)	94.365
Marcação a mercado	577	-	-	(4.747)	-	-	(4.170)
<b>Total ao valor justo</b>	<b><u>67.796</u></b>	<b><u>147.000</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(1.091)</u></b>	<b><u>5.163</u></b>	<b><u>(2.614)</u></b>	<b><u>216.254</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>342.374</u></b>	<b><u>280.383</u></b>	<b><u>(207.849)</u></b>	<b><u>11.470</u></b>	<b><u>5.163</u></b>	<b><u>(47.936)</u></b>	<b><u>383.603</u></b>
<b>Circulante</b>	<b><u>188.479</u></b>						<b><u>123.837</u></b>
<b>Não Circulante</b>	<b><u>153.897</u></b>						<b><u>259.766</u></b>

(\*) 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
<b>Mensuradas ao custo - Moeda Nacional</b>					
<b>Pré fixado</b>					
FINEM	Pré fixado de 6%	12.701	15.016	2015 a 2024	Aval da CPFL Energia
		<b>12.701</b>	<b>15.016</b>		
<b>Pós fixado</b>					
<b>TJLP e TLP</b>					
FINEM	TJLP e TLP + 2,19% a 4,80%	86.400	10.613	2015 a 2028	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	TJLP + 3,29% a 3,39%	5.756	6.409	2018 a 2027	Aval da CPFL Energia
Empréstimos bancários	TJLP + 3,10%	(a) 5.069	6.273	2014 a 2023	Aval da CPFL Energia
		<b>97.226</b>	<b>23.295</b>		
<b>SELIC</b>					
FINEM	SELIC + 2,19%	4.732	6.424	2015 a 2021	Aval da CPFL Energia
FINAME	SELIC + 3,63%	7	12	2015 a 2021	Aval da CPFL Energia
		<b>4.740</b>	<b>6.436</b>		
<b>CDI</b>					
Empréstimos bancários	(i) De 100% a 104,9% do CDI	52.858	180.963	2012 a 2020	Aval da CPFL Energia
Mútuos passivos	(ii) CDI + 0,10% a 1,33% CDI	-	46.780	2018	Não há
		<b>52.858</b>	<b>227.743</b>		
<b>Cesta de moedas</b>					
Empréstimos bancários	Cesta de Moedas + de 1,99% a 2,10%	2.152	2.293	2014 a 2023	Aval da CPFL Energia
<b>Total moeda nacional</b>		<b>169.677</b>	<b>274.781</b>		
<b>Gastos com captação (*)</b>		<b>(2.328)</b>	<b>(202)</b>		
<b>Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira</b>					
<b>Dólar</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 3,37% a 3,52%	126.059	67.219	2019 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
<b>Euro</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,96%	94.365	-	2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
<b>Marcação a mercado</b>		<b>(4.170)</b>	<b>577</b>		
<b>Total moeda estrangeira</b>		<b>216.254</b>	<b>67.796</b>		
<b>Total</b>		<b>383.603</b>	<b>342.376</b>		

(\*) 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 27.

**Taxa efetiva:**

(a) De 60% a 110% do CDI

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

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 216.254 (R\$ 67.796 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 de R\$ 4.170 (perda de R\$ 577 em 31 de dezembro de 2017), que compensado pelas perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 3.037 (ganhos de R\$ 160 em 31 de dezembro de 2017), contratados para proteção da variação cambial (nota 27), geraram um ganho total líquido de R\$ 1.133 (perda de R\$ 417 em 31 de dezembro de 2017).

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

<b><u>Ano de vencimento</u></b>	
2020	37.047
2021	63.029
2022	107.321
2023	12.324
2024	10.527
2025 a 2028	32.763
<b>Subtotal</b>	<b>263.011</b>
Marcação a mercado	(3.244)
<b>Total</b>	<b>259.766</b>

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:

<b><u>Indexador</u></b>	<b><u>Varição acumulada %</u></b>		<b><u>Controladora</u></b>	
	<b><u>2018</u></b>	<b><u>2017</u></b>	<b><u>31/12/2018</u></b>	<b><u>31/12/2017</u></b>
TJLP e TLP	6,72 e 7,42	7,00	25,35	8,50
TJLP	6,72	6,89	70,15	84,16
CDI			4,50	7,34
			100,00	100,00

#### **Adições no exercício:**

##### **Moeda nacional:**

**FINEM 2018** – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 174.954 que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando recursos destinados à implantação do plano de investimentos para o período compreendido entre janeiro de 2018 e dezembro de 2019 com o objetivo de realizar a expansão e a modernização da rede elétrica na área de concessão. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 79.000 (R\$ 76.652 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 95.954 deverá ser utilizado até março de 2020.

##### **Moeda estrangeira:**

**Dólar** – Em 2018, a Companhia efetuou a captação no montante de R\$ 147.000 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

##### **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 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.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

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	32.635	190.000	(32.500)	13.269	(7.265)	196.139
<b>Total ao custo</b>	<b>32.635</b>	<b>190.000</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.269</b>	<b>(7.265)</b>	<b>196.139</b>
Gastos com captação (*)	(19)	(264)	-	100	-	(183)
<b>Total</b>	<b>32.616</b>	<b>189.736</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.369</b>	<b>(7.265)</b>	<b>195.956</b>
Circulante	32.616					6.139
Não circulante	-					189.817

(\*) 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)	196.139	-	2021	Fiança da CPFL Energia
CDI	CDI + 1,40%	(b)	-	32.635	2017	Fiança da CPFL Energia
	Gastos com captação (*)		(183)	(19)		
	<b>Total</b>		<b>195.956</b>	<b>32.616</b>		

Taxa efetiva:

(a) 106,3% do CDI

(b) CDI + 1,52%

(\*) 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:

<b>Ano de vencimento</b>	
2021	189.817
<b>Total</b>	<b>189.817</b>

### 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		
<b>Dívida Bruta</b>	<b>8.416</b>	<b>121.559</b>	<b>458.616</b>	<b>588.591</b>	<b>376.158</b>
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	176	44.990	124.511	169.677	228.001
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	2.102	76.569	137.583	216.254	67.796
Mútuos Passivos	-	-	-	-	46.780
Debêntures	6.139	-	190.000	196.139	32.635
Gastos com Captação	-	-	(2.511)	(2.511)	(221)
Derivativos a Pagar	-	-	9.032	9.032	1.167
<b>Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(82.345)</b>	<b>(485)</b>	<b>(82.829)</b>	<b>(17.974)</b>
Alta Liquidez	-	(72.892)	-	(72.892)	(17.974)
Derivativos a Receber	-	(9.452)	(485)	(9.937)	-
<b>Dívida Líquida</b>	<b>8.416</b>	<b>39.215</b>	<b>458.131</b>	<b>505.762</b>	<b>358.185</b>

**( 14 ) ENCARGOS SETORIAIS**

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	128	137	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 20.3)	-	11.066	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	5.932	14.348	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	8.441	7.610	5.023	3.622
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	3.721	5.157	4.683	4.432
EPE / FNDCT	183	188	-	-
	<b>18.406</b>	<b>38.505</b>	<b>9.706</b>	<b>8.054</b>

**Conta de desenvolvimento energético – CDE** – O saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 5.785, (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 1.778 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\$ 3.503. Em 2018 a Companhia efetuou o pagamento antecipado das quotas de CDE referente ao saldo de dezembro/18 e também efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber da CDE (nota 10) no valor de R\$ 182.

**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 (20.5).

**( 15 ) TRIBUTOS**

	31/12/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	21.477	19.770
Programa de integração social - PIS	1.000	1.287
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.615	5.981
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	421	632
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	28	362
Outros	1.754	1.419
<b>Total</b>	<b>29.294</b>	<b>29.451</b>

**( 16 ) PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES**

	31/12/2018		31/12/2017	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
<b>Trabalhistas</b>	4.494	3.500	9.238	6.962
<b>Cíveis</b>	2.052	337	2.535	612
<b>Fiscais</b>				
Imposto de renda	2.906	459	2.920	4
Outras	20.636	19.906	11.008	19.847
	23.542	20.364	13.927	19.851
<b>Outros</b>	1.220	-	3.782	-
<b>Total</b>	<b>31.308</b>	<b>24.201</b>	<b>29.482</b>	<b>27.424</b>

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	9.238	1.279	(1.803)	(5.283)	1.062	4.494
Cíveis	2.535	2.617	(1.037)	(2.258)	195	2.052
Fiscais	13.927	7.720	(2.342)	(77)	4.314	23.542
Outros	3.782	208	(1.668)	(1.197)	96	1.220
<b>Total</b>	<b>29.482</b>	<b>11.824</b>	<b>(6.850)</b>	<b>(8.815)</b>	<b>5.667</b>	<b>31.308</b>

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:

- e) **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).
- f) **Cíveis:**
  - Danos pessoais** - Refere-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
  - Majoração tarifária** - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".
- g) **Fiscais:**

**Imposto de renda** – Refere-se a discussões com objetivo de afastar a cobrança do adicional de CSLL, nos moldes instituídos pelo art. 6º da MP nº 1.807/99 e posteriores reedições.

**Outras** - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados basicamente a assuntos fiscais envolvendo CPMF 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\$ 5.130.

h) **Outros:**

A rubrica de outros refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

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

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2018 e 2017 estavam assim representadas:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>Principais causas</u>
<b>Trabalhistas</b>	23.766	23.475	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
<b>Cíveis</b>	9.381	10.538	Danos pessoais e majoração tarifária
<b>Fiscais</b>	173.914	187.837	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
<b>Regulatório</b>	702	166	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<u>207.764</u>	<u>222.017</u>	

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

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



## ( 17 ) OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores e concessionárias	3.422	2.757	-	-
Fundo de reversão	185	-	3.394	3.763
Adiantamentos	295	236	39	70
Descontos tarifários - CDE	4.040	4.887	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	371	-	-
Convênios de arrecadação (nota 10)	3.239	2.856	-	-
Outros	2.437	571	1.272	998
<b>Total</b>	<b>13.963</b>	<b>11.678</b>	<b>4.705</b>	<b>4.831</b>

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

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

**Fundo de reversão:** Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/17 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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

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

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

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

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

## ( 18 ) 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 (B)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018
<b>Em serviço</b>	<b>238.754</b>	-	<b>7.563</b>	<b>246.317</b>	<b>7.563</b>	<b>(116.957)</b>	<b>129.360</b>
Participação da União, Estados e Municípios	3.199	-	-	3.199	-	(929)	2.270
Participação Financeira do Consumidor	175.606	-	1.768	177.374	1.768	(105.640)	71.734
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	39.458	-	5.795	45.253	5.795	(7.830)	37.422
Pesquisa e Desenvolvimento	296	-	-	296	-	(47)	249
Outros	<b>20.195</b>	-	-	<b>20.195</b>	-	<b>(2.511)</b>	<b>17.684</b>
Ultrapassagem de demanda	7.100	-	-	7.100	-	(875)	6.225
Excedente de reativos	13.095	-	-	13.095	-	(1.635)	11.460
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(108.321)</b>	<b>(8.636)</b>	-	<b>(116.957)</b>	<b>(8.636)</b>	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(806)	(122)	-	(929)	(122)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(99.461)	(6.179)	-	(105.640)	(6.179)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(6.261)	(1.570)	-	(7.830)	(1.570)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(35)	(12)	-	(47)	(12)	-	-
Outros	<b>(1.757)</b>	<b>(753)</b>	-	<b>(2.511)</b>	<b>(753)</b>	-	-
Ultrapassagem de demanda	(611)	(264)	-	(875)	(264)	-	-
Excedente de reativos	(1.146)	(489)	-	(1.635)	(489)	-	-
<b>Em curso</b>	<b>6.936</b>	<b>9.562</b>	<b>(7.563)</b>	<b>8.935</b>	<b>1.999</b>	-	<b>8.935</b>
Participação da União, Estados e Municípios	107	-	-	107	-	-	107
Participação Financeira do Consumidor	2.968	-	321	3.289	321	-	3.289
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	-	5.795	(5.795)	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	289	-	-	289	-	-	289
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	1.653	(6)	-	1.647	(6)	-	1.647
Valores Pendentes de Recebimento	1.919	3.773	(2.089)	3.603	1.684	-	3.603
<b>Total</b>	<b>137.369</b>	<b>926</b>	<b>-</b>	<b>138.295</b>	<b>926</b>	<b>(116.957)</b>	<b>138.295</b>

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
<b>Em serviço</b>	<b>3,82%</b>	<b>337.624</b>	<b>(91.307)</b>	<b>246.317</b>
Participação da União, Estados e Municípios		3.199	-	3.199
Participação Financeira do Consumidor		268.681	(91.307)	177.374
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		45.253	-	45.253
Pesquisa e Desenvolvimento		296	-	296
<b>Outros</b>		<b>20.195</b>	<b>-</b>	<b>20.195</b>
Ultrapassagem de demanda		7.100	-	7.100
Excedente de reativos		13.095	-	13.095
<b>(-) Amortização Acumulada</b>		<b>(171.020)</b>	<b>54.064</b>	<b>(116.957)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(929)	-	(929)
Participação Financeira do Consumidor		(159.704)	54.064	(105.640)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(7.830)	-	(7.830)
Pesquisa e Desenvolvimento		(47)	-	(47)
<b>Outros</b>		<b>(2.511)</b>	<b>-</b>	<b>(2.511)</b>
Ultrapassagem de demanda		(875)	-	(875)
Excedente de reativos		(1.635)	-	(1.635)
<b>Total</b>		<b>166.603</b>	<b>(37.244)</b>	<b>129.360</b>

## **( 19 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

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

<b>Acionistas</b>	<b>Quantidade de ações</b>		
	<b>Ordinárias</b>	<b>Total</b>	<b>%</b>
CPFL Energia S/A	359.058.396	359.058.396	100,00
<b>Total</b>	<b>359.058.396</b>	<b>359.058.396</b>	<b>100,00</b>

### **19.1 Aumento de capital**

Através da Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 27 de abril de 2018, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor total de R\$ 17, com utilização da reserva de capital, sem emissão de novas ações.

### **19.2 Distribuição de dividendo**

Na AGO de 27 de abril de 2018 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2017, através de (i) juros sobre capital próprio no montante de R\$ 8.109 (R\$ 6.893 líquido dos efeitos tributários), atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,02258461.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018:

Declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 22.541 (R\$ 19.160 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,062777333 (R\$ 0,053360733 líquido de IRRF), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2018.

No exercício de 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 45.770 referente a dividendos e juros sobre o capital próprio.

### **19.3 Reserva de lucros**

O saldo em 31 de dezembro de 2018 está assim composto:

- (a) Reserva legal no montante de R\$ 28.767;
- (b) Reserva estatutária – reforço de capital de giro: 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\$ 129.579 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.
- (c) Reserva de capital no montante de R\$ 6.115.

### **19.4 Resultado abrangente acumulado:**

É composto por:

#### **19.4.1 - Reserva de Reavaliação:**

O saldo credor de R\$ 124.080 (R\$ 81.893 líquido dos tributos) corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010.

## 19.5 Destinação do lucro líquido societário do exercício

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

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

<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>81.191</b>
Reversão da reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	48.305
Reversão da reserva de retenção de lucros para investimentos	18.041
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	16
Efeito negativo da adoção inicial do CPC 48	(2.078)
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>145.475</b>
Reserva legal	(4.060)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(118.874)
Juros sobre capital próprio	(22.541)

## ( 20 ) RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Fornecimento - Faturado</b>	<b>456.806</b>	<b>446.817</b>	<b>2.114.380</b>	<b>671.548</b>	<b>643.341</b>	<b>206.297</b>
Residencial	398.931	388.349	800.219	210.636	262.047	68.988
Industrial	3.399	3.517	407.497	233.188	136.326	73.362
Comercial	24.838	25.608	330.679	102.879	109.681	33.508
Rural	24.533	24.308	284.128	49.442	59.737	10.535
Poder público	3.931	3.893	62.792	15.215	19.473	4.805
Iluminação pública	508	500	119.260	29.712	23.268	5.899
Serviço público	666	642	109.803	30.476	32.809	9.199
<b>Consumo próprio</b>	<b>111</b>	<b>109</b>	<b>1.691</b>	<b>647</b>	-	-
<b>Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo</b>			<b>230.095</b>	<b>76.813</b>	<b>51.212</b>	<b>19.636</b>
<b>Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado</b>					<b>677.432</b>	<b>183.696</b>
Consumidores Cativos					582.537	152.868
Consumidores Livres					94.896	30.828
<b>Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado</b>					<b>(57)</b>	<b>(3.908)</b>
<b>Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>					<b>93.206</b>	<b>16.207</b>
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					84.316	20.698
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(669)	(2.642)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					9.560	(1.848)
<b>Outras Receitas Vinculadas</b>					<b>82.165</b>	<b>17.763</b>
Serviços Cobráveis					1.230	285
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					80.935	17.478
<b>Total</b>	<b>456.917</b>	<b>446.926</b>	<b>2.346.166</b>	<b>749.009</b>	<b>1.547.300</b>	<b>439.691</b>

## 20.1 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 setembro de 2015 essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

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

## **20.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III**

Em 13 de março de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.376, que fixou o reajuste tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2018, em 5,71%, sendo 4,41% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,30% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores das concessões originais são:

<b>Empresa</b>	<b>Efeito médio percebido pelo consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	21,15%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	5,32%
Companhia Leste Paulista de Energia	7,03%
Companhia Sul Paulista de Energia	7,50%
Companhia Luz e Força de Mococa	3,40%

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória (“REH”) 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 Encargo Energia de Reserva (“EER”) da central geradora Usina Termo Nuclear (“UTN”) Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente em abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos. O efeito médio percebido pelos consumidores da Companhia e das empresas incorporadas foi conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado na REH):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.214	-16,49%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.214	-13,41%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.214	-14,81%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.214	-14,29%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.214	-14,71%

Em 21 de março de 2017, a ANEEL fixou a revisão das tarifas da Companhia e das empresas incorporadas a partir de 22 de março de 2017, conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado nas REH) em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2016):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.213	-8,42%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.211	-10,37%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.210	-3,28%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.209	-4,15%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.212	-2,56%

### **20.3 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\$ 80.935 (R\$ 17.478 em 2017), sendo (i) R\$ 5.724 (R\$ 1.378 em 2017) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 72.469 (R\$ 15.918 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 2.742 de subvenção CCRBT (iv) R\$ 182 em 2017 de desconto tarifário – liminares. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 10) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários – CDE (nota 17).

### **20.4 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\$ 50.656. Deste montante R\$ 11.251, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 39.405 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\$ 5.929, referente a Bandeira Tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em taxas regulamentares (nota 14).

### **20.5 Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)**

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.358, de 19 de dezembro de 2017, alterada pela REH nº 2.368 de 09 de fevereiro de 2018, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2018. Essas quotas contemplam: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Contudo, a ANEEL por meio da Audiência pública nº 37/2018 revisou o orçamento de 2018 e estabeleceu nova quota de CDE – USO, para os meses de setembro a dezembro de 2018, bem como manteve inalterada a quota de CDE – Energia, conforme REH nº 2.446 de 04 de setembro de 2018. Adicionalmente, por meio da REH nº 2.004, de 15 de dezembro de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, cujos valores foram atualizados pela REH nº 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período de abril de 2017 a março de 2018, a mesma resolução definiu também os valores para o período de abril de 2018 a março de 2020.

**( 21 ) CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A**

	MWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	503.815	182.340	118.560	36.243
Energia de curto prazo	12.937	6.159	3.756	836
PROINFA	56.070	17.358	15.755	4.962
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	2.130.046	625.086	445.604	128.456
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(53.115)	(15.771)
<b>Subtotal</b>	<b>2.702.867</b>	<b>830.944</b>	<b>530.560</b>	<b>154.726</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			131.501	33.031
Encargos de transporte de itaipu			12.062	3.034
Encargos de conexão			7.295	1.551
Encargos de uso do sistema de distribuição			5.928	879
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			(7.613)	(10.460)
Encargos de energia de reserva - EER			6.613	-
Crédito de PIS e COFINS			(14.410)	(2.593)
<b>Subtotal</b>			<b>141.375</b>	<b>25.442</b>
<b>Total</b>			<b>671.935</b>	<b>180.168</b>

(\*) Conta de energia de reserva

**( 22 ) PESSOAL E ADMINISTRADORES**

	2018	2017
<b><u>Pessoal e Administradores</u></b>		
<b><u>Pessoal</u></b>		
Remuneração	29.165	7.952
Encargos	8.218	2.123
Previdência privada - Corrente	622	148
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	46	7
Programa de demissão voluntária	26	1
Despesas rescisórias	2.010	686
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	4.175	952
Outros benefícios - Corrente	10.395	2.266
Outros (a)	547	74
<b>Subtotal</b>	<b>55.205</b>	<b>14.209</b>
<b><u>Administradores</u></b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	1.821	784
Benefícios dos administradores	1.581	666
<b>Subtotal</b>	<b>3.403</b>	<b>1.451</b>
<b>Total</b>	<b>58.607</b>	<b>15.660</b>

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

**( 23 ) RESULTADO FINANCEIRO**

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	3.618	1.009
Acréscimos e multas moratórias	13.798	3.653
Atualização de créditos fiscais	11	140
Atualização de depósitos judiciais	1.035	320
Atualizações monetárias e cambiais	6.243	1.820
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	627	113
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	9.990	6.345
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(1.553)	(583)
Outros	1.621	375
<b>Total</b>	<b>35.390</b>	<b>13.191</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(24.084)	(4.087)
Atualizações monetárias e cambiais	(17.511)	(6.140)
(-) Juros capitalizados	1.220	496
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(6.282)	(8.545)
Outros	(3.031)	(1.580)
<b>Total</b>	<b>(49.690)</b>	<b>(19.857)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(14.300)</b>	<b>(6.666)</b>

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

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 1.982 no exercício de 2018 (R\$ 404 no exercício de 2017) (nota 27).

**( 24 ) 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:**

**d) 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.

**e) Contrato de mútuo** – Refere-se a contratos realizados com a controladora CPFL Energia e a coligada CPFL Geração de Energia cujas condições contratuais eram de 110,0% do CDI, liquidado em 2018.



- f) **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 remuneração total do pessoal-chave da administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 3.403 (R\$ 1.451 em 2017). Este valor é composto por R\$ 2.644 (R\$ 881 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 84 (R\$ 26 em 2017) de benefícios pós-emprego e R\$ 675 (R\$ 544 em 2017) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

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

<u>Empresas</u>	<u>Despesa/custo</u>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>Encargos - Rede básica</b>		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid)	7.420	1.383

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	3	-	-	-	8
Companhia Paulista de Força e Luz	282	22	794	138	-	-	3.802	84
Companhia Piratininga de Força e Luz	128	12	742	82	-	-	3.742	102
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	7	-	3	-	-	172	(109)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	226	-	157	-	-	-	(12)	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	5	-	-	-	16
CPFL Energia S.A.	4	-	-	-	-	-	(24)	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	3	13	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(14)	(16)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	1	-	2	-	-	-	(12)
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	35	12
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	9	7	-	-	114	19	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	8	-	-	51	50	-	-
<b>Contrato mútuo</b>								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	472	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	46.780	-	-	172	199
<b>Dividendo/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	19.160	38.877	-	-	-	-
<b>Imobilizado, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	265	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	29.872	24.205	938	1.227	5	-	10.384	2.173
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	19	208	204	-	-	2.470	583
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	54	64	-	-	5.347	2.904
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	712	203	-	-	6.476	3.606
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	13	14	-	-	162	28
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	5	2	1.144	230	13	-
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3.066	2.204	-	-	31.290	7.882
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	70	119	-	-	857	157
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	2	-	-	-	133	28	-	(1)
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	5	5	-	-	66	9
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	19	18	-	-	222	36
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	24	31	-	-	277	250
CPFL Renováveis - Consolidado	127	-	-	10	-	-	68	121
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	14	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	9	3
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	7	3
<b>Outras operações financeiras</b>								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	1	-	65
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	3
NECT Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	14
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	8
<b>Outros</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	241	47

(\*) 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.

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.

## ( 25 ) 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	185.730
Transporte	Transporte nacional	25.878
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	23.451
Automóveis	Cobertura para terceiros	146
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	68.267
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
<b>Total</b>		<b>544.973</b>

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 do rateio.

## **( 26 ) 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 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 27. 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 27.

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

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

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

As chuvas abaixo do normal observadas no período de maio a setembro não causaram risco de abastecimento energético em 2018, porém incorreram em forte despacho termoeletrico e consequente redução da geração hidroelétrica, o que impactou significativamente os custos com compra de energia e encargos para os agentes do setor elétrico neste período.

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

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

### Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

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

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

## ( 27 ) 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
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	72.892	72.892
Derivativos	27	(a)	(2)	Nível 1	9.937	9.937
					<b>82.829</b>	<b>82.829</b>
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	167.349	151.537
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos(**)	13	(a)	(2)	Nível 2	216.254	216.254
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	195.956	195.702
Derivativos	27	(a)	(2)	Nível 2	9.032	9.032
					<b>588.590</b>	<b>572.525</b>

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

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda de R\$ 146 em 2017 (uma perda de R\$ 402 em 2016).

(\*\*\*) 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) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) 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 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	Nacional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
<b>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</b>									
<b>Hedge variação cambial</b>									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	9.937	-	9.937	11.828	(1.891)	US\$ + de 3,37% a 3,52%	105,75% a 114,2% do CDI	jul/19 a jul/21	110.936
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(9.032)	(9.032)	(7.886)	(1.146)	EUR + 0,96%	102,6% do CDI	mar/22	102.000
	<b>9.937</b>	<b>(9.032)</b>	<b>905</b>	<b>3.942</b>	<b>(3.037)</b>				
Circulante	9.452	-							
Não circulante	485	(9.032)							

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

(1) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nacional refere-se ao saldo principal da dívida e é reduzido de acordo com a respectiva amortização.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>Atualização monetária e cambial e marcação a mercado</b>	<b>Liquidação</b>	<b>Saldo em 31/12/2018</b>
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	(1.327)	1.348	3.921	3.942
Marcação a mercado (*)	160	(3.197)	-	(3.037)
	<b>(1.167)</b>	<b>(1.849)</b>	<b>3.921</b>	<b>905</b>

(\*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos é perda de R\$ 3.197 para as dívidas designadas a valor justo.

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

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2018 e 2017, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

<u>Risco protegido / operação</u>	<b>Ganho (Perda) no resultado</b>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Variação cambial	1.348	(451)
Marcação a mercado	(3.197)	46
	<b>(1.849)</b>	<b>(404)</b>

#### e) Risco de mercado

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

#### d) Análise de sensibilidade

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

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

#### d.1) Variação cambial

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

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação/ Depreciação cambial de 25%(c)	Apreciação/ Depreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(126.764)		(3.762)	(36.394)	(69.025)
Derivativos - swap plain vanilla	125.312		3.719	35.977	68.235
	<b>(1.452)</b>	alta dólar	<b>(43)</b>	<b>(417)</b>	<b>(790)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(91.642)		(5.795)	18.564	42.924
Derivativos - swap plain vanilla	93.673		5.923	(18.976)	(43.875)
	<b>2.031</b>	baixa euro	<b>128</b>	<b>(412)</b>	<b>(951)</b>
<b>Total</b>	<b>579</b>		<b>85</b>	<b>(829)</b>	<b>(1.741)</b>

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

#### d.2) Variação das taxas de juros

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

Instrumentos	Exposição	Risco	Receita (despesa) no resultado			Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
			taxa no período	taxa Cenário provável (a)	Cenário provável		
Instrumentos financeiros ativos	45.731				3.005	3.756	4.507
Instrumentos financeiros passivos	(248.997)				(16.359)	(20.449)	(24.539)
Derivativos - swap plain vanilla	(218.080)				(14.328)	(17.910)	(21.492)
	<b>(421.346)</b>	alta CDI	<b>6,40%</b>	<b>6,57%</b>	<b>(27.682)</b>	<b>(34.603)</b>	<b>(41.524)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(97.226)				(6.835)	(8.544)	(10.252)
	<b>(97.226)</b>	alta TJLP e TLP	<b>6,72% e 7,42%</b>	<b>7,03%</b>	<b>(6.835)</b>	<b>(8.544)</b>	<b>(10.252)</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	73.890				4.840	3.630	2.420
Instrumentos financeiros passivos	(4.740)				(310)	(233)	(155)
	<b>69.150</b>	alta SELIC	<b>6,40%</b>	<b>6,55%</b>	<b>4.530</b>	<b>3.397</b>	<b>2.265</b>
<b>Total</b>	<b>(449.422)</b>				<b>(29.987)</b>	<b>(39.750)</b>	<b>(49.511)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>					<b>(29.987)</b>	<b>(39.750)</b>	<b>(49.511)</b>

(a) Os índices considerados 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\$ 883.

#### **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 indicadores de 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	83.228	-	-	-	-	-	83.228
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	7.732	4.140	131.819	133.060	125.711	51.408	453.870
Derivativos	27	-	-	515	10.352	169	-	11.036
Debêntures - principal e encargos	13	7.283	-	6.453	212.306	-	-	226.042
Taxas regulamentares	14	6.061	-	-	-	-	-	6.061
Outros	17	1.543	5.301	1.799	-	-	3.394	12.037
Consumidores e concessionárias		1.543	1.879	-	-	-	-	3.422
EPE / FNDCT / PROCEL		-	183	1.614	-	-	-	1.797
Convênio de arrecadação		-	3.239	-	-	-	-	3.239
Fundo de reversão		-	-	185	-	-	3.394	3.579
<b>Total</b>		<b>105.847</b>	<b>9.441</b>	<b>140.586</b>	<b>355.718</b>	<b>125.880</b>	<b>54.802</b>	<b>792.274</b>

## ( 28 ) 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	12.937	3.756	24.498	8.238
Compra estimada (*)	-	-	7.342	1.859
<b>Total</b>	<b>12.937</b>	<b>3.756</b>	<b>24.498</b>	<b>8.238</b>

(\*) Referente ao período de 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	80.457	22.670	24.498	8.238
Venda estimada (*)	8.182	668	7.342	1.859
<b>Total</b>	<b>88.639</b>	<b>23.338</b>	<b>38.345</b>	<b>13.564</b>

(\*) Referente ao período de 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.

## 29. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

### 29.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 12 de novembro de 2015 e 17 de dezembro de 2015, a ANEEL submeteu às Audiências Públicas nºs 71/2015, 72/2015, 70/2015, 69/2015 e 68/2015 a proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras: CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista, respectivamente, a vigorar a partir de 3 de fevereiro de 2016.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.017, de 02 de fevereiro de 2016, a prorrogação da vigência das tarifas de aplicação das concessionárias, vigentes a partir de 03 de fevereiro de 2015, até 21 de março de 2016.

Após análise das contribuições recebidas nas Audiências Públicas nºs 71/2015, 72/2015, 70/2015, 69/2015 e 68/2015 e com base no laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e nos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia vigente dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, em 22 de março de 2016, foi homologado, por meio das Resoluções Homologatórias os resultados da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP das distribuidoras: CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista.

Assim, foram homologadas as novas tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição das Outorgadas, cujos reajustes médios são:

	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
Resolução Homologatória nº	2.028/16	2.029/2016	2.027/2016	2.026/2016	2.025/2016
Percepção dos consumidores/usuários/agentes supridos	13,25%	13,32%	9,02%	7,15%	12,82%
Percepção dos consumidores conectados na Alta Tensão	11,42%	10,27%	20,29%	-4,13%	6,33%
Percepção para os consumidores conectados na Baixa Tensão	17,14%	14,54%	4,99%	13,35%	17,05%

### 29.2. Reajuste Tarifário Anual

No reajuste anual, ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para reajuste das tarifas de energia elétrica, com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação da inflação, ajustado pela aplicação do Fator X. Nos exercícios de Revisão Tarifária Periódica – RTP, como é o caso do exercício de 2018, não são realizados Reajustes Tarifários Anuais - RTA, uma vez que a revisão periódica já contempla a atualização dos componentes de Parcela A e Parcela B da concessionária.

No caso do exercício de 2018, a ANEEL estabeleceu por meio da Nota Técnica nº 052/2018-SGT/ANEEL de 09 de março de 2018, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição resultantes do processo de reajuste tarifário de 2018. O efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores foram:

Grupo de Consumo	Variação Tarifária				
	Jaguari	Mococa	Leste Paulista	Sul Paulista	Santa Cruz
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	23,59%	-1,81%	8,39%	14,94%	5,72%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	17,60%	5,39%	6,48%	4,04%	5,14%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>21,15%</b>	<b>3,40%</b>	<b>7,03%</b>	<b>7,50%</b>	<b>5,32%</b>

Adicionalmente a ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.376, de 13 de março de 2018, um ajuste na tarifa das distribuidoras de energia elétrica com o objetivo de reverter os efeitos da inclusão da parcela de Encargo de Energia de Reserva – EER correspondente à usina de Angra III.

#### 29.2.2. Revisão Tarifária Extraordinária

A Revisão Tarifária Extraordinária pode ocorrer a qualquer momento, independentemente de reajustes e revisões, caso ocorram reduções ou aumentos significativos nos custos da concessionária ou criação/extinção

de tributos e encargos posteriores à assinatura do contrato de concessão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou por meio da Resolução Homologatória nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015, em caráter extraordinário, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste).

Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015 e estiveram vigentes até 21 de março de 2016.

### 29.3. 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 – CRTP, observando-se as seguintes diretrizes:

- 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;
- 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;
- 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);
- 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
- A base de remuneração é atualizada pela variação do IPCA, 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, aprovado pelos Despachos de março de 2016.

Descrição	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
Resolução nº	606/2016	614/2016	602/2016	565/2016	613/2016
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	127.774	217.975	165.184	623.421	274.710
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-	2.130	1.267	4.978	528
(3) Obrigações Especiais Bruta	19.349	20.168	19.185	127.012	38.764
(4) Bens Totalmente Depreciados	18.939	44.892	31.377	163.328	25.162
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>89.487</b>	<b>150.784</b>	<b>113.355</b>	<b>328.104</b>	<b>210.256</b>
(6) Depreciação Acumulada	54.330	104.086	80.470	340.976	130.803
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	73.445	113.888	84.714	282.446	143.907
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	-	1.619	687	4.662	484
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	73.445	112.269	84.026	277.783	143.423
(10) Almoxxarifado em Operação	335	437	444	957	682
(11) Ativo Diferido	-	-	-	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	14.032	12.578	13.025	87.076	22.102
(13) Terrenos e Servidões	2.571	1.481	671	2.564	1.693
<b>(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(11)-(12)+(13)</b>	<b>62.319</b>	<b>101.608</b>	<b>72.117</b>	<b>194.229</b>	<b>123.696</b>
(15) Saldo RGR PLPT	31	622	192	1.268	654
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-	-	-	-	-
(17) Taxa de Depreciação	3,76%	3,81%	3,77%	3,69%	3,77%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	3.365	5.745	4.273	12.115	7.927
(19) RC sem Obrigações Especiais	7.637	12.386	8.819	23.666	15.090
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	341	319	307	2.367	585
<b>(21) Remuneração do Capital (RC)</b>	<b>7.978</b>	<b>12.704</b>	<b>9.126</b>	<b>26.034</b>	<b>15.675</b>

#### 29.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, aprovados pelas Resoluções Homologatórias de 22 de Março de 2016.

Descrição Resolução nº	CPFL Jaguari 2028/16	CPFL Leste Paulista 2029/16	CPFL Mococa 2027/16	CPFL Santa Cruz 2026/16	CPFL Sul Paulista 2025/16
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	15.653	24.226	19.263	58.223	29.568
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	7.044	10.902	8.668	26.200	13.306
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	1.878	2.907	2.312	6.987	3.548
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	6.731	10.417	8.283	25.036	12.714
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	793	1.227	976	2.950	1.498
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	383	594	472	1.426	724
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	1.683	2.604	2.071	6.258	3.178
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>2.859</b>	<b>4.425</b>	<b>3.518</b>	<b>10.634</b>	<b>5.401</b>

#### 29.5. 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 052/2018-SGT/ANEEL.

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	1,44%
Componente T do Fator X	1,87%

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. Assim, a CPFL Santa Cruz agrupada, conservadoramente, elaborou sua proposta considerando o XQ como zero, em função da não divulgação do ranking da Continuidade do Serviço de 2017 em relação a 2016, cujo resultado final será conhecido no início de março de 2018.

Os valores dos indicadores utilizados serão os relativos ao ciclo 2016-2015, mantendo a defasagem histórica de um ano. Essa defasagem ocorre para todas as concessionárias com data de aniversário contratual até final de março. A manutenção dessa defasagem é motivada pela data estabelecida no PRODIST para a divulgação do indicador de desempenho global de continuidade das concessionárias.

## ( 30 ) 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.

### 30.1 Balanço Patrimonial

	31/12/2018			31/12/2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Ativo</b>						
<b>Ativo Circulante</b>	<b>459.582</b>	<b>(109.507)</b>	<b>350.075</b>	<b>358.919</b>	<b>(138.370)</b>	<b>220.548</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	72.892	-	72.892	17.974	-	17.974
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	164.784	-	164.784	162.801	-	162.801
Serviços em Curso	9.221	-	9.221	10.313	-	10.313
Tributos Compensáveis	9.657	-	9.657	8.899	-	8.899
Almoxarifado Operacional	2.362	-	2.362	2.631	-	2.631
Ativos Financeiros Setoriais	176.031	(109.507)	66.525	138.370	(138.370)	-
Despesas Pagas Antecipadamente	2.487	-	2.487	2.011	-	2.011
Instrumentos Financeiros Derivativos	9.452	-	9.452	-	-	-
Outros Ativos Circulantes	12.695	-	12.695	15.918	-	15.918
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>1.075.594</b>	<b>(222.323)</b>	<b>853.270</b>	<b>1.013.308</b>	<b>(223.260)</b>	<b>790.048</b>
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	13.577	-	13.577	11.308	-	11.308
Tributos Compensáveis	12.248	-	12.248	12.458	-	12.458
Depósitos Judiciais e Cauções	24.201	-	24.201	27.424	-	27.424
Ativos Financeiros Setoriais	42.885	(35.520)	7.365	34.649	(34.649)	-
Despesas Pagas Antecipadamente	259	-	259	1	(1)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	485	-	485	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	35.475	35.475	-	20.489	20.489
Outros Ativos Não Circulantes	13	-	13	13	1	14
Imobilizado	955.457	(955.457)	-	902.246	(902.246)	-
Ativo contratual em curso	-	52.373	52.373	-	-	-
Intangível	26.468	680.806	707.275	25.210	693.146	718.356
<b>Total do Ativo</b>	<b>1.535.175</b>	<b>(331.830)</b>	<b>1.203.345</b>	<b>1.372.226</b>	<b>(361.631)</b>	<b>1.010.596</b>

	31/12/2018			31/12/2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Passivo</b>						
<b>Passivo Circulante</b>	<b>411.202</b>	<b>(109.523)</b>	<b>301.678</b>	<b>602.360</b>	<b>(138.370)</b>	<b>463.989</b>
Fornecedores	83.228	-	83.228	113.719	-	113.719
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	129.976	-	129.976	221.095	-	221.095
Obrigações Sociais e Trabalhistas	7.669	-	7.669	7.276	-	7.276
Tributos	29.294	-	29.294	29.451	-	29.451
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	19.160	-	19.160	38.877	-	38.877
Encargos Setoriais	18.406	(17)	18.389	38.505	-	38.505
Passivos Financeiros Setoriais	109.507	(109.507)	-	141.759	(138.370)	3.389
Outros Passivos Circulantes	13.963	-	13.963	11.678	-	11.678
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>699.929</b>	<b>(190.302)</b>	<b>509.627</b>	<b>395.584</b>	<b>(189.440)</b>	<b>206.144</b>
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	449.583	-	449.583	153.897	-	153.897
Provisão para Litígios	31.308	-	31.308	29.482	-	29.482
Encargos Setoriais	9.706	-	9.706	8.054	-	8.054
Tributos Diferidos	21.780	(16.487)	5.293	17.749	(17.422)	327
Passivos Financeiros Setoriais	35.520	(35.520)	-	43.034	(34.649)	8.385
Instrumentos Financeiros Derivativos	9.032	-	9.032	1.167	-	1.167
Outros Passivos Não Circulantes	4.705	-	4.705	4.831	-	4.831
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	138.295	(138.295)	-	137.369	(137.369)	-
<b>Total do Passivo</b>	<b>1.111.131</b>	<b>(299.825)</b>	<b>811.306</b>	<b>997.943</b>	<b>(327.811)</b>	<b>670.133</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>						
Capital Social	170.413	-	170.413	170.396	-	170.396
Reservas de Capital	6.115	(5.586)	529	6.148	(5.586)	563
Outros Resultados Abrangentes	81.893	(79.994)	1.898	89.190	(89.190)	-
Reservas de Lucros	158.346	60.854	219.199	96.265	66.346	162.611
Lucros/Prejuízos Acumulados	7.278	(7.278)	-	5.391	(5.391)	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	-	-	-	6.893	-	6.893
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>424.044</b>	<b>(32.004)</b>	<b>392.040</b>	<b>374.283</b>	<b>(33.820)</b>	<b>340.463</b>
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>	<b>1.535.175</b>	<b>(331.830)</b>	<b>1.203.345</b>	<b>1.372.226</b>	<b>(361.631)</b>	<b>1.010.596</b>

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:

**Saldos em 31 de dezembro de 2018:**

	Reclassificações				Ajustes					Societário	
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Reavaliação Regulatória Compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	Encargos setoriais – P&D e PEE (30.3.4)		IR e CS Diferidos (30.3.6)
<b>Ativo</b>											
<b>Ativo Circulante</b>											
Ativos Financeiros Setoriais	176.031	(109.507)	-	-	-	-	-	-	-	-	66.525
<b>Ativo Não Circulante</b>											
Ativos Financeiros Setoriais	42.885	(35.520)	-	-	-	-	-	-	-	-	7.365
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	24.376	-	-	-	11.099	-	-	-	35.475
Imobilizado	955.457	-	(24.376)	(771.452)	-	(159.630)	-	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	-	61.309	(8.935)	-	-	-	-	-	52.373
Intangível	26.468	-	-	710.143	(92.116)	(1.693)	-	64.472	-	-	707.275
	<b>1.200.842</b>	<b>(145.027)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(101.051)</b>	<b>(161.323)</b>	<b>11.099</b>	<b>64.472</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>869.012</b>
<b>Passivo</b>											
<b>Passivo Circulante</b>											
Encargos Setoriais	18.406	-	-	-	-	-	-	-	(17)	-	18.389
Passivos Financeiros Setoriais	109.507	(109.507)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Passivo Não Circulante</b>											
Tributos diferidos	21.780	-	-	-	-	-	-	-	-	(16.487)	5.293
Passivos Financeiros Setoriais	35.520	(35.520)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	138.295	-	-	-	(101.051)	(37.244)	-	-	-	-	-
	<b>323.507</b>	<b>(145.027)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(101.051)</b>	<b>(37.244)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(17)</b>	<b>(16.487)</b>	<b>23.682</b>
<b>Total</b>	<b>877.335</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(124.080)</b>	<b>11.099</b>	<b>64.472</b>	<b>17</b>	<b>16.487</b>	<b>845.330</b>



**Saldos em 31 de dezembro de 2017:**

Reclassificações e ajustes 2017	Regulatório	Reclassificações				Ajustes					Societário
		Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	IR e CS Diferidos (30.3.6)	
<b>Ativo</b>											
<b>Ativo Circulante</b>											
Ativos Financeiros Setoriais	138.370	(138.370)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ativo Não Circulante</b>											
Ativos Financeiros Setoriais	34.649	(34.649)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	10.406	-	-	-	10.083	-	-	-	20.489
Despesas Pagas Antecipadamente	1	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
Outros Ativos Não Circulantes	13	-	-	-	-	1	-	-	-	-	14
Imobilizado	902.246	-	-	(728.351)	-	-	(173.895)	-	-	-	-
Intangível	25.210	-	(10.406)	728.351	(96.638)	-	(1.972)	-	73.811	-	718.356
	<b>1.100.489</b>	<b>(173.020)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(96.638)</b>	<b>-</b>	<b>(175.866)</b>	<b>10.083</b>	<b>73.811</b>	<b>-</b>	<b>738.858</b>
<b>Passivo</b>											
<b>Passivo Circulante</b>											
Passivos Financeiros Setoriais	141.759	(138.370)	-	-	-	-	-	-	-	-	3.389
<b>Passivo Não Circulante</b>											
Tributos diferidos	17.749	-	-	-	-	-	-	-	(17.422)	-	327
Passivos Financeiros Setoriais	43.034	(34.649)	-	-	-	-	-	-	-	-	8.385
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	137.369	-	-	-	(96.638)	-	(40.731)	-	-	-	-
	<b>339.912</b>	<b>(173.020)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(96.638)</b>	<b>-</b>	<b>(40.731)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(17.422)</b>	<b>12.101</b>
<b>Total</b>	<b>760.577</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(135.135)</b>	<b>10.083</b>	<b>73.811</b>	<b>17.422</b>	<b>726.757</b>

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<b>Total do ativo conforme contabilidade societária</b>	<b>1.203.345</b>	<b>1.010.596</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	569.105	582.667
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(407.782)	(406.801)
Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	(11.099)	(10.082)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	(64.472)	(73.811)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (30.3.6)	(16.487)	(17.422)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	145.027	173.020
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	101.051	96.638
Reclassificação de tributos diferidos (c)	16.487	17.422
<b>Total do ativo regulatório</b>	<b><u>1.535.175</u></b>	<b><u>1.372.226</u></b>

- (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 a concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos seguindo o mesmo critério utilizado para as demonstrações contábeis societárias.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<b>Patrimônio líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>392.040</b>	<b>340.463</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	477.798	491.360
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(353.719)	(356.224)
Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	(11.099)	(10.082)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	(64.472)	(73.811)
Ajustes P&D e PEE (30.3.4)	(17)	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (30.3.6)	(16.487)	(17.422)
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>	<b><u>424.044</u></b>	<b><u>374.283</u></b>

## 30.2 Demonstração do Resultado do Exercício

	2018			2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Receita / Ingresso</b>	<b>1.547.300</b>	<b>133.473</b>	<b>1.680.773</b>	<b>439.691</b>	<b>42.666</b>	<b>482.357</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	643.284	-	643.284	202.389	-	202.389
Suprimento de Energia Elétrica	27.874	-	27.874	3.008	-	3.008
Energia Elétrica de Curto Prazo	23.338	-	23.338	16.628	-	16.628
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	677.432	(1.689)	675.744	183.696	-	183.696
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	93.206	-	93.206	16.207	-	16.207
Serviços Cobráveis	1.230	-	1.230	285	-	285
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	80.935	-	80.935	17.478	-	17.478
Outras Receitas	-	135.161	135.161	-	42.666	42.666
<b>Tributos</b>	<b>(376.795)</b>	<b>-</b>	<b>(376.795)</b>	<b>(112.081)</b>	<b>-</b>	<b>(112.081)</b>
ICMS	(232.248)	-	(232.248)	(71.046)	-	(71.046)
PIS-PASEP	(25.789)	-	(25.789)	(7.319)	-	(7.319)
COFINS	(118.754)	-	(118.754)	(33.714)	-	(33.714)
ISS	(5)	-	(5)	(1)	-	(1)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	<b>(198.829)</b>	<b>17</b>	<b>(198.812)</b>	<b>(69.287)</b>	<b>-</b>	<b>(69.287)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.940)	8	(4.931)	(1.302)	-	(1.302)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(4.940)	8	(4.931)	(1.302)	-	(1.302)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(170.921)	-	(170.921)	(44.793)	-	(44.793)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(1.557)	-	(1.557)	(395)	-	(395)
Outros Encargos	(16.472)	-	(16.472)	(21.495)	-	(21.495)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>	<b>971.676</b>	<b>133.489</b>	<b>1.105.165</b>	<b>258.324</b>	<b>42.666</b>	<b>300.990</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>(671.935)</b>	<b>(2.370)</b>	<b>(674.305)</b>	<b>(180.168)</b>	<b>-</b>	<b>(180.168)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(514.805)	(2.370)	(517.175)	(149.765)	-	(149.765)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(15.755)	-	(15.755)	(4.962)	-	(4.962)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(141.375)	-	(141.375)	(25.442)	-	(25.442)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>	<b>299.741</b>	<b>131.120</b>	<b>430.861</b>	<b>78.156</b>	<b>42.666</b>	<b>120.821</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>	<b>(171.218)</b>	<b>(130.739)</b>	<b>(301.957)</b>	<b>(57.595)</b>	<b>(41.413)</b>	<b>(99.008)</b>
Pessoal e Administradores	(58.607)	-	(58.607)	(15.660)	-	(15.660)
Material	(10.473)	-	(10.473)	(3.093)	-	(3.093)
Serviços de Terceiros	(52.146)	-	(52.146)	(19.796)	-	(19.797)
Arrendamento e Aluguéis	(723)	-	(723)	(261)	-	(261)
Seguros	(193)	-	(193)	(134)	-	(134)
Doações, Contribuições e Subvenções	(241)	-	(241)	(68)	-	(68)
Provisões	(4.879)	-	(4.879)	(3.362)	-	(3.362)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(2.034)	-	(2.034)	(3.098)	-	(3.098)
(-) Recuperação de Despesas	1.486	-	1.486	2.351	-	2.351
Tributos	(439)	-	(439)	(154)	-	(154)
Depreciação e Amortização	(46.864)	1.426	(45.437)	(11.724)	776	(10.949)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(10.724)	-	(10.724)	(3.647)	-	(3.647)
Outras Receitas Operacionais	21.037	(21.037)	-	4.056	(4.056)	-
Outras Despesas Operacionais	(6.416)	(111.128)	(117.545)	(3.004)	(38.132)	(41.136)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>128.523</b>	<b>381</b>	<b>128.904</b>	<b>20.561</b>	<b>1.253</b>	<b>21.814</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(14.300)</b>	<b>285</b>	<b>(14.015)</b>	<b>(6.666)</b>	<b>-</b>	<b>(6.666)</b>
Receitas Financeiras	35.390	(8.789)	26.601	13.191	(6.267)	6.924
Despesas Financeiras	(49.690)	9.073	(40.616)	(19.857)	6.267	(13.589)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>114.222</b>	<b>666</b>	<b>114.888</b>	<b>13.895</b>	<b>1.253</b>	<b>15.149</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(33.471)	(226)	(33.698)	(3.003)	(426)	(3.429)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>80.751</b>	<b>439</b>	<b>81.191</b>	<b>10.892</b>	<b>827</b>	<b>11.720</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores	80.751	439	81.191	10.892	827	11.720

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 em 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)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Variação cambial Itaipu (a)	Varição cambial, atualização monetária e marcação a mercado (a)	Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	Encargos setoriais – P&D e PEE (30.3.4)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (30.3.5)	
<b>Receita/Ingresso</b>														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	677.432	-	(1.689)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	-	114.669	-	19.475	-	-	-	-	-	1.017	-	-	-	-
<b>Encargos - Parcela "A"</b>														
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.940)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(4.940)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(514.805)	-	-	-	-	(2.370)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>														
Depreciação e Amortização	(46.864)	-	-	-	-	-	-	-	9.605	-	(8.178)	-	-	-
Outras receitas operacionais	21.037	-	-	(19.475)	(1.561)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(6.416)	(114.669)	1.689	-	1.561	-	-	-	1.451	-	(1.161)	-	-	-
<b>Resultado Financeiro</b>														
Receitas Financeiras	35.390	-	-	-	-	(6.282)	-	(2.506)	-	-	-	-	-	-
Despesas Financeiras	(49.690)	-	-	-	-	6.282	2.370	2.506	-	-	-	-	(2.085)	-
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>														
	(33.471)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(226)
<b>Lucro Líquido</b>														
	80.751	-	-	-	-	-	-	-	11.056	1.017	(9.339)	17	(2.085)	(226)

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

## Reclassificações e ajustes em 2017:

	Reclassificações					Ajustes					
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Ganho na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (a)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Variação cambial e atualização monetária	Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	IR e CS Diferidos (30.3.6)	Societário
<b>Receita/Ingresso</b>											
Outras receitas	-	39.727	2.688	-	-	-	-	251	-	-	42.666
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>											
Depreciação e Amortização	(11.724)	-	-	-	-	-	2.924	-	(2.149)	-	(10.949)
Outras receitas operacionais	4.056	-	(2.688)	(1.368)	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(3.004)	(39.727)	-	1.368	-	-	1.243	-	(1.016)	-	(41.136)
<b>Resultado Financeiro</b>											
Receitas Financeiras	13.191	-	-	-	(6.345)	78	-	-	-	-	6.924
Despesas Financeiras	(19.857)	-	-	-	6.345	(78)	-	-	-	-	(13.590)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>											
	(3.003)	-	-	-	-	-	-	-	-	(426)	(3.429)
<b>Lucro Líquido</b>											
	10.892	-	-	-	-	-	4.167	251	(3.165)	(426)	11.720

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

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>Lucro líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>81.191</b>	<b>11.720</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(1.451)	(2.925)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(9.605)	(1.243)
Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	(1.017)	(251)
Ajustes do ativo Intangível da concessão (30.3.3)	9.339	3.165
Ajustes P&D e PEE (30.3.4)	(17)	-
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (30.3.5)	2.085	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (30.3.6)	226	426
<b>Lucro líquido regulatório</b>	<b><u>80.751</u></b>	<b><u>10.892</u></b>

### 30.3 Composição dos ajustes

#### 30.3.1 Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória – Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada e baixas, 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 2017 e 2016, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 8, 11 e 18 deste relatório estão assim apresentados:

#### Saldo em 31 de dezembro de 2018:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	548.138	(388.508)	159.630
Ativo intangível	20.968	(19.274)	1.693
Obrigações especiais	(91.307)	54.064	(37.244)
<b>Total</b>	<b>477.798</b>	<b>(353.719)</b>	<b>124.080</b>
Efeito IR e CSLL	(162.451)	120.264	(42.187)
<b>Efeito líquido</b>	<b><u>315.347</u></b>	<b><u>(233.454)</u></b>	<b><u>81.893</u></b>

Conforme mencionado na nota 3.6, em 2017 foi contemplado os efeitos da implantação do laudo homologado da revisão tarifária, cujo efeitos estão demonstrados na nota 11.

#### Saldo em 31 dezembro de 2017:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	561.699	(387.805)	173.895
Ativo intangível	20.968	(18.996)	1.972
Obrigações especiais	(91.307)	50.577	(40.730)
<b>Total</b>	<b>491.360</b>	<b>(356.224)</b>	<b>135.136</b>
Efeito IR e CSLL	(167.062)	121.116	(45.946)
<b>Efeito líquido</b>	<b><u>324.297</u></b>	<b><u>(235.108)</u></b>	<b><u>89.190</u></b>

### 30.3.2 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.

### 30.3.3 Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O saldo da atualização do ativo financeiro da concessão, a partir da prorrogação da concessão, passou a integrar a base do ativo intangível na contabilidade societária.

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

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

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

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

### 30.3.6 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.

## ( 31 ) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2018	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	até 3 anos	26	32	-	-	58
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 26 anos	266.909	540.899	578.225	8.417.955	9.803.988
Compra de energia de Itaipu	até 26 anos	128.393	260.699	282.072	5.383.488	6.054.652
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 27 anos	157.922	399.231	500.105	8.854.055	9.911.313
<b>Total</b>		<b>553.250</b>	<b>1.200.861</b>	<b>1.360.402</b>	<b>22.655.498</b>	<b>25.770.011</b>

## ( 32 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2018, um valor de R\$ 1.220 (R\$ 496 em 2017) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

## ( 33 ) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

### 33.1 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS

Em 21 de janeiro de 2019, a Companhia teve transitado em julgado pelo Tribunal Regional Federal da 3ª. Região, decisão favorável em processo judicial no qual foi reconhecido o direito à não inclusão dos valores do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Companhia estima o valor a recuperar em aproximadamente R\$160.000 (de acordo com a Solução de Consulta da Receita Federal nº 13/2018) e está avaliando os respectivos impactos contábeis e financeiros da referida decisão, em conjunto com seus assessores legais.

### **33.2 Reajuste tarifário**

Em 22 de março de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.522, que fixou o reajuste tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2019, em 13,70%, sendo 2,02% referentes ao reajuste tarifário econômico e 11,68% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é 13,31%.

**MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU**  
Diretor Presidente

**YUEHUI PAN**  
Diretor Financeiro

**WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS**  
Diretor Administrativo

**ROBERTO SARTORI**  
Diretor Gestão de Energia

**THIAGO FREIRE GUTH**  
Diretor Distribuição

**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 Jaguari de Energia  
Jaguariúna - SP

#### **Opinião**

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Jaguari de Energia (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da Companhia Jaguari de Energia 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 Jaguari de Energia 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. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Jaguari de Energia 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 20 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 dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo 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 Jaguari de Energia 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 12 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.
- 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 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 Jaguari de Energia

Marco Antonio Villela de Abreu  
Diretor Presidente  
CPF: 061.482.368-42

Yuehui Pan  
Diretor Financeiro  
CPF: 061.539.517-16

Sergio Luis Felice  
Contador  
CT CRC 1SP192767/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.