

Demonstrações Contábeis Societárias

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2018	31/12/2017
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	245.073	179.243
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	1.254.981	504.173
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	32.371	9.351
Outros tributos a compensar	7	66.863	15.023
Derivativos	30	9.811	-
Ativo financeiro setorial	8	315.091	20.668
Estoques		21.084	11.627
Outros créditos	11	224.512	68.373
Total do circulante		2.169.787	808.458
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	145.776	113.340
Depósitos judiciais	19	122.139	65.465
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	2.565	3.237
Outros tributos a compensar	7	79.887	28.436
Ativo financeiro setorial	8	93.722	51.461
Derivativos	30	90.369	-
Créditos fiscais diferidos	9	489.319	367.361
Ativo financeiro da concessão	10	3.229.979	1.198.822
Outros créditos	11	9.601	22.114
Imobilizado		14.713	24.039
Ativo contratual em curso	12	345.452	-
Intangível	12	2.690.857	1.470.104
Total do não circulante		7.314.380	3.344.379
Total do ativo		9.484.167	4.152.837

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2018	31/12/2017
Circulante			
Fornecedores	13	583.565	405.418
Empréstimos e financiamentos	14	208.478	20.008
Debêntures	15	51.148	12.125
Entidade de previdência privada	16	-	34
Taxas regulamentares	17	37.558	77.428
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	148.014	76.443
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	-	87.565
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	27	72.304	-
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	121.107	-
Obrigações estimadas com pessoal		25.665	24.432
Outras contas a pagar	20	304.444	81.123
Total do circulante		1.552.284	784.576
Não circulante			
Fornecedores	13	138.138	128.438
Empréstimos e financiamentos	14	2.192.561	31.093
Debêntures	15	1.400.917	1.311.104
Entidade de previdência privada	16	89.922	77.589
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	8.919	18.839
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	231.292	82.813
Derivativos	30	8.395	-
Outras contas a pagar	20	134.463	112.903
Total do não circulante		4.204.607	1.762.779
Patrimônio líquido			
	21		
Capital social		2.788.106	1.495.084
Reserva de capital		217.390	103.545
Reserva legal		120.369	59.302
Reserva de retenção de lucros para investimento		46.890	-
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		450.356	-
Ações em tesouraria		-	(8.056)
Dividendo não distribuído		11.479	11.479
Dividendo		155.688	
Resultado abrangente acumulado		(63.002)	(55.872)
Total do patrimônio líquido		3.727.276	1.605.482
Total do passivo e do patrimônio líquido		9.484.167	4.152.837

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

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

(Em milhares de Reais, exceto lucro (prejuízo) por ação)

	Nota explicativa	2018	2017
Receita operacional líquida	23	4.198.349	3.370.247
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	24	(2.664.475)	(2.235.224)
Custo de operação	25	(358.106)	(363.431)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(456.102)	(410.775)
Lucro operacional bruto		719.666	360.817
Despesas operacionais	25		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(26.026)	(28.515)
Outras despesas com vendas		(89.123)	(56.281)
Despesas gerais e administrativas		(175.988)	(219.960)
Outras despesas operacionais		(85.005)	(28.429)
Resultado do serviço		343.526	27.632
Resultado financeiro	26		
Receitas Financeiras		99.706	79.255
Despesas Financeiras		(212.842)	(186.118)
		(113.136)	(106.863)
Lucro (prejuízo) antes dos tributos		230.391	(79.231)
Contribuição social	9	18.877	14.269
Imposto de renda	9	51.111	39.740
		69.988	54.009
Lucro (prejuízo) líquido do exercício		300.379	(25.222)
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	22	365,54	(47,91)
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	22	-	(47,91)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	300.379	(25.222)
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	(19.297)	-
- Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	(9.116)	-
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	21.284	-
Resultado abrangente do exercício	<u>293.249</u>	<u>(25.222)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
 Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de Reais)

	Reserva de capital				Reserva de lucros					Ações em tesouraria	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Ágio na emissão de ações	Remuneração de bens e direitos	Benefício fiscal ágio mais valia	Legal	Reserva de retenção de lucros para investimento	Reserva estatutária - reforço capital de giro	Dividendo não distribuído	Dividendo				
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.386.558	1.089	2.475	-	59.302	-	-	36.701	-	(8.056)	(56.439)	-	1.421.630
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.222)	(25.222)
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.222)	(25.222)
Benefício do Ágio mais valia na Incorporação	-	-	-	99.981	-	-	-	-	-	-	-	-	99.981
Outros resultados abrangentes: ganhos atuariais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	567	-	567
Transações de capital com os acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	45.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.000
Aumento de capital por Incorporação:	63.526	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63.526
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Absorção de prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(25.222)	-	-	-	25.222	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.495.084	1.089	2.475	99.981	59.302	-	-	11.479	-	(8.056)	(55.872)	-	1.605.482
Resultado Abrangente Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300.379	300.379
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300.379	300.379
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.306)	(9.306)
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.284	-	21.284
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19.297)	-	(19.297)
Mutações Internas do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resgate de ações em tesouraria	-	(1.089)	(2.475)	(4.492)	-	-	-	-	-	8.056	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	-	-	15.019	-	-	-	-	-	-	(15.019)	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	392.566	-	-	-	-	-	(392.566)	-
Transações de capital com os acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	1.293.022	-	-	121.901	46.048	46.890	57.790	-	-	-	(9.116)	383.156	1.938.691
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(110.956)	(110.956)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	-	155.688	-	-	(155.688)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	2.788.106	-	-	217.390	120.369	46.890	450.356	11.479	155.688	-	(63.802)	-	3.727.276

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos fluxos de caixa
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Lucro (Prejuízo) antes dos tributos	230.390	(79.231)
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	198.219	147.083
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19.181	78.329
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	26.026	28.515
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	110.780	214.910
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	9.811	9.822
Perda (ganho) na baixa de não circulante	52.641	26.713
	647.048	426.141
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(105.871)	112.987
Tributos a compensar	(8.712)	785
Depósitos judiciais	9.731	(21.112)
Ativo financeiro setorial	1.441	(47.694)
Contas a receber - CDE	10.332	(2.099)
Outros ativos operacionais	(125.222)	9.118
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	(222.006)	(38.129)
Outros tributos e contribuições sociais	(21.354)	(20.610)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(8.990)	(6.168)
Taxas regulamentares	(85.307)	25.603
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(72.763)	(19.074)
Passivo financeiro setorial	(18.818)	(169.358)
Contas a pagar - CDE	48.906	-
Outros passivos operacionais	49.821	43.737
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	98.236	294.127
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(118.690)	(14.521)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(54.374)	(140.762)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(74.828)	138.844
Atividades de investimentos		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	508	-
Adições de ativo contratual em curso	(473.101)	-
Adições de intangível	-	(411.980)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimentos	(472.593)	(411.980)
Atividades de financiamentos		
Aumento de capital por acionistas controladores	-	45.000
Captação de empréstimos e debêntures	1.852.462	219.887
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(1.377.687)	(19.834)
Liquidação de operações com derivativos	(22.163)	-
Operações de mútuo com a controladora	72.290	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	524.902	245.053
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(22.519)	(28.083)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	179.243	145.925
Saldo de caixa oriundo de Incorporação	88.349	61.402
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	245.073	179.243

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de Reais)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
1 - Receita	6.980.165	5.428.834
1.1 Receita de venda de energia e serviços	6.550.168	5.046.574
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	456.023	410.775
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(26.026)	(28.515)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.697.080)	(3.206.634)
2.1 Custo com energia elétrica	(2.947.505)	(2.480.558)
2.2 Material	(246.095)	(213.878)
2.3 Serviços de terceiros	(340.963)	(283.065)
2.4 Outros	(162.517)	(229.133)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	3.283.085	2.222.200
4 - Retenções	(198.824)	(148.147)
4.1 Amortização	(166.450)	(148.147)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(32.374)	-
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	3.084.261	2.074.053
6 - Valor adicionado recebido em transferência	106.202	84.535
6.1 Receitas financeiras	106.202	84.535
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	3.190.463	2.158.588
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	199.299	185.398
8.1.1 Remuneração direta	112.567	109.280
8.1.2 Benefícios	78.177	64.099
8.1.3 F.G.T.S	8.555	12.019
8.2 Impostos, taxas e contribuições	2.456.949	1.795.790
8.2.1 Federais	1.020.308	760.018
8.2.2 Estaduais	1.435.906	1.035.208
8.2.3 Municipais	735	564
8.3 Remuneração de capital de terceiros	233.836	202.622
8.3.1 Juros	216.171	187.175
8.3.2 Aluguéis	17.665	15.447
8.4 Remuneração de capital próprio	300.379	(25.222)
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	110.956	-
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	155.688	-
8.4.2 Lucros (prejuízos) retidos	33.735	(25.222)
	3.190.463	2.158.588

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" 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

No exercício de 2018, ocorreu a incorporação da distribuidora Rio Grande Energia S.A. ("RGE") ("Incorporada"), pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul", cujo nome fantasia foi alterado para "RGE", ou "Incorporadora"). Em 04 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o agrupamento das concessões das duas empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial, apurado em 31 de outubro de 2018, da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018.

Como resultado do agrupamento, a nova RGE passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 381 municípios localizados no Estado do Rio Grande do Sul, atendendo às demandas de 2,9 milhões de clientes.

Em 2018, a nova RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 20,8% em relação ao exercício de 2017. Destaca-se a classe residencial, que registrou um aumento de 20,1% ante 2017. Se considerarmos o total das vendas das duas distribuidoras agrupadas, as vendas de energia para o mercado cativo teriam registrado um aumento de 1,3%, na comparação de 2018 com 2017.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes, o que também fez com que a RGE Sul, em 2018, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, na categoria de Melhor Avaliação pelo Cliente de distribuidoras com mais de 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 2019¹, um pouco abaixo da meta de 4,25% estabelecida para este ano. Com isso, a expectativa é de que o Banco Central manterá a política monetária em terreno expansionista por um bom tempo. A mediana das projeções de mercado para a taxa básica Selic no encerramento deste ano encontra-se na casa de 7%¹ ao ano.

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

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

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

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

Tarifas de energia elétrica

Revisão Tarifária Periódica:

Em 17 de abril de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora RGE Sul. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 22,47% e os detalhes podem ser encontrados na tabela abaixo. Em 12 de junho de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da Rio Grande Energia. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 20,58% e os detalhes podem ser encontrados na tabela abaixo.

Segue abaixo o detalhe das revisões tarifárias das empresas agrupadas:

Reajustes tarifários periódicos (RTPs) ocorridos em 2018

	RGE Sul	RGE
Resolução Homologatória	2.385	2.401
Reajuste	18,44%	21,27%
Parcela A	6,79%	6,11%
Parcela B	4,77%	9,45%
Componentes Financeiros	6,88%	5,71%
Efeito para o consumidor	22,47%	20,58%
Data de entrada em vigor	19/04/2018	19/06/2018

3. Desempenho operacional

Cientes: a nova RGE encerrou o ano com 2,9 milhões de clientes, com acréscimo de 1,5 milhões consumidores.

Vendas de energia

Em 2018, as vendas para o mercado cativo da nova RGE totalizaram 8.180 GWh, um aumento de 20,8% em relação a 2017.

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a RGE Sul obteve em 2018 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 87,1%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE. A RGE obteve em 2018 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 84,8%. Os dois índices foram superiores à média nacional de 76,0%.

Fornecimento de energia: a RGE Sul 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.

Segue abaixo uma planilha descrevendo os resultados dos índices de fornecimento de energia em 2017: o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, em horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, em vezes:

Indicadores* DEC e FEC				
Distribuidora	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2018	2017	2018	2017
RGE	13,43	14,17	6,30	7,74
RGE Sul	15,56	15,58	5,89	7,62

*Valores anualizados

4. Desempenho Econômico-Financeiro

Em 04 de dezembro de 2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das concessões das distribuidoras de energia Rio Grande Energia S.A. ("RGE") ("Incorporada") e RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Incorporadora"), passando estas, a partir de 1º de janeiro de 2019 a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora, ("RGE Sul", cujo nome fantasia foi alterado para "RGE". O Acervo das empresas incorporadas foi apurado na data base de 31 de outubro de 2018.

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 e considerando a inclusão do acervo no que se refere ao balanço patrimonial e dos resultados de novembro e dezembro da empresa incorporada no que se refere ao resultado do período.

Receita operacional: Em 2018, a nova RGE acumulou receita líquida de R\$ 4.198 milhões. Esse resultado reflete os 8.180 GWh na quantidade de energia vendida no ano.

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2018	2017
Lucro Líquido	300.379	(25.222)
Amortização	198.219	147.083
Resultado Financeiro	113.136	106.863
Contribuição Social	(18.877)	(14.269)
Imposto de Renda	(51.111)	(39.740)
EBITDA	541.746	174.716

Em 2018, o EBITDA da nova RGE foi de R\$ 542 milhões.

Lucro líquido: Em 2018, a nova RGE apurou lucro líquido de R\$ 300 milhões. Esse

resultado é reflexo do efeito positivo do EBITDA (R\$ 542 milhões).

Endividamento: no final de 2018, a dívida financeira da nova RGE atingiu R\$ 3.761 milhões.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 473 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

6. Sustentabilidade e Responsabilidade Corporativa

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

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

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

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

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): Atualmente, o SGDE é composto por 7 elementos, considerados chaves para a atuação da holding e de suas empresas controladas na cultura da gestão da ética, que são: (i) Código de Conduta Ética; (ii) Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET); (iii) Regimento Interno do COMET; (iv) Canal Externo de Ética; (v) CPD (Comissão de Processamento de Denúncias); (vi) Plano de Divulgação; e (vii) Capacitação. Podemos destacar as seguintes ações realizadas em 2018: a) Pílulas da Integridade (comunicados internos) específicas sobre diretrizes do Código de Conduta Ética; b) Treinamentos presenciais sobre Integridade e Ética para Público Sensível (Jurídico, Regulatório, RH, Poder Público), Eletricistas e colaboradores da CPFL Atende (Call Center); c) Evento para celebrar o dia Internacional Contra a Corrupção que, entre outras ações, contou com um debate sobre o tema e a participação do Presidente da CPFL Energia à época (Andre Dorf) e demais convidados: Alípio Casali (Filósofo e Membro do Comitê de Ética), Ricardo Voltolini (Consultor e Escritor) e Marcela Varani (Jornalista); d) Palestra sobre Integridade, Compliance e Ética proferida por renomado profissional de *Compliance* do mercado para os executivos da CPFL Energia. O Comitê de Ética e Conduta Empresarial também realizou 11 reuniões em 2018 para tratar de temas relacionados à

gestão da ética, bem como para analisar as sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

Relacionamento com a comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a nova RGE atua, destacam-se: **i) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.)** – Em 2018, a RGE destinou R\$ 280.000,00 para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de duas cidades da área de concessão. O repasse irá apoiar no fortalecimento dos conselhos municipais; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2018, a RGE destinou R\$ 190.000,00 ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de dois municípios, sendo que um deles é para apoiar projeto de desenvolvimento tecnológico na ala de idosos em Hospital; **(iii) Apoio ao Pronon – Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (1% I.R.)** – Em 2018, a RGE destinou R\$ 155.825,00 para apoiar projetos de ampliação tecnológica em Hospital de Atendimento à Pessoas com Câncer em Caxias Do Sul/RS; **(iv) Voluntariado** – Em 2018 foram desenvolvidas 7 ações que envolveram cerca de 120 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 03 cidades da área de concessão beneficiaram aproximadamente 900 pessoas diretamente; **iv) Eficiência Energética** - 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\$ 18,6 milhões em projetos de Eficiência Energética. Contabilizamos, ainda, a conclusão de 10 projetos durante o ano de 2018, dos quais apuramos os seguintes quantitativos: entre os clientes de baixo poder aquisitivo, foram atendidas 15.500 residências com a regularização de 650 ligações clandestinas, substituição de 62.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED) e instalação de 3.500 trocadores de calor; entre os clientes da tipologia de Poder Público, Serviço Público, Industrial, Comercial ou Residencial, foram contabilizados o atendimento de 1 Escola, 1 Hospital, 1 Indústria e 1.645 residências, resultando na substituição de 17.632 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), 4.663 Sistemas de Iluminação (Luminárias, Lâmpadas e Reatores), 2 Compressores, 62 Motores e 1.645 geladeiras; na tipologia Educacional, contabilizamos a capacitação de 51.233 alunos e 4.139 Professores de 22 escolas de 119 municípios; por fim, contabilizamos a substituição de 114 motores em 6 indústrias no Projeto Prioritário da ANEEL de Bônus Motores. Em 2018 foram apropriados 26,9 milhões para o Programa de eficiência energética (0,4%) e R\$ 6,7 milhões (0,1%) foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL. **(v) Projeto Geekie** - visa diminuir os gaps de aprendizado dos alunos e proporcionar a capacitação de professores e gestores regionais, através da implementação de uma plataforma online de aprendizagem adaptativa. Em 2018, foram atendidos cerca de 18 mil alunos de 41 escolas públicas de Caxias do Sul/RS. O investimento foi de R\$ 1.3 milhões, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(vi) Projeto Bibliotecas Comunitárias** - visa democratizar o acesso à leitura de literatura e contribuir com a efetividade da Lei 12.244/10, que determina que até 2020 todas as instituições de ensino do País devem ter uma biblioteca. Em 2018, foi continuado à implementação de 02 bibliotecas no Estado do Rio Grande do Sul, nos municípios de Igrejinha e Nova Hartz. O investimento foi de R\$ 700 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES.

Gestão Ambiental: (i) a empresa possui sistema de gestão ambiental alinhado à holding, que tem por referência a normativa ISO 14.001, sendo o escopo a “Convivência da rede de distribuição urbana e serviços de transmissão de energia elétrica com o meio ambiente”; (ii) para situações de emergências ambientais, a distribuidora dispõe de empresas contratadas e especializadas: atuação em emergências e seguro ambiental. Para ocorrências de menor extensão, as unidades dispõem de kits de contenção; (iii) em 2017, merecem destaque: Ranking Ambiental, que tem por objetivo a conformidade legal visando aperfeiçoar o desenvolvimento sustentável das atividades operacionais. Atuação junto aos órgãos ambientais na proposição de novas legislações que tratam do licenciamento e compensação ambiental de empreendimentos do setor elétrico; (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.

7. Auditores Independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela RGE para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG prestou, em 2018, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 5% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e Sox).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Outros serviços de <i>compliance</i> tributário	01/09/2017	24 meses
Treinamento IFRS	14/09/2018	Inferior a 1 ano

Contratamos um total de R\$ 40 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 7% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox referentes ao exercício social de 2018 da Companhia.

A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

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

8. Agradecimentos

A Administração da RGE Sul agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2018. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

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

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

A sede da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, CEP 93032-525 - Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

Agrupamento de Concessões de Distribuição – Incorporação do Acervo Contábil da Rio Grande Energia S.A. (“RGE”)

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das áreas de concessões que estão abrangidas pelos Contratos de Concessão nºs 012/1997 e 013/1997, que pertencem respectivamente às distribuidoras de energia RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“incorporadora”) e Rio Grande Energia S.A. (“incorporada”), que a partir de 01 de janeiro de 2019 passa a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., com nome fantasia de RGE, mantendo o direito de exploração das atividades de distribuição por um prazo de 30 anos vigente até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

Em 31 de dezembro de 2018 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”), que aprovou a incorporação do acervo líquido da incorporada, avaliado na data base de 31 de outubro de 2018, através do laudo de avaliação que em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. foi revisado pelos auditores Independentes.

Com o agrupamento a área de concessão da Companhia passou a contemplar 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3 milhões de consumidores.

O referido agrupamento das concessões visa a otimização de custos administrativos e operacionais, com economias de escala e sinergia, atingindo o principal objetivo da Resolução Normativa ANEEL nº 716/2016 e foi viabilizado por meio de uma operação societária de incorporação do acervo líquido contábil da RGE (“Incorporada”) pela RGE Sul (“Incorporadora”), com a consequente extinção da Incorporada. A razão social remanescente após o agrupamento é o da RGE Sul, nome fantasia de RGE.

O acervo líquido contábil da incorporada apurado na data base de 31 de outubro de 2018, está demonstrado abaixo:

ATIVO		PASSIVO	
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	Fornecedores	409.852
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	Empréstimos e financiamentos	981.335
Tributos a compensar	85.531	Debêntures	949.170
Ativo financeiro setorial	324.966	Impostos, taxas e contribuições	106.369
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795
Depósitos judiciais	63.566	Encargos setoriais	123.509
Derivativos	38.412	Provisões para contingências	88.038
Créditos fiscais diferidos	70.928	Outros passivos	103.758
Intangível	1.493.056	Total do Passivo	2.788.826
Outros ativos	90.966		
Total do Ativo	4.728.517	Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Este acervo líquido contábil incorporado pela RGE Sul foi reconhecido contabilmente em 31 de dezembro de 2018 da seguinte forma:

Reserva Capital - Benefício Fiscal do Intangível Incorporado	121.901
Reserva de Lucros - Reserva Legal	46.048
Reserva de Lucros - Retenção de Lucros Para Investimento	46.890
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	57.790
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	8.354
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(17.470)
Lucros Acumulados	383.156
Aumento de Capital	1.293.022
Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Para o aumento de capital de R\$ 1.293.022 foram emitidas 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia que por consequência passou a deter o percentual de 89,01% do capital social da RGE Sul, restando a CPFL Brasil o percentual de 10,99%.

De acordo com o artigo 224 da Lei das S.As, no Instrumento Particular de Protocolo de Incorporação e Instrumento de Justificação celebrado entre as distribuidoras em 31 de dezembro de 2018, ficou acordado que a variação patrimonial do acervo líquido contábil da incorporada ocorrida entre a data base do Laudo de Avaliação (31/10/2018) e a data da efetiva incorporação (31/12/2018) foi reconhecido na incorporadora, sendo refletida em contas de resultado quando aplicável, com contrapartida em contas patrimoniais.

A variação do acervo líquido para data base de 31 de dezembro de 2018, bem como o movimento de resultado dos meses de novembro e dezembro de 2018 da incorporada que foram incorporados, está demonstrado abaixo:

	Acervo Líquido Contábil - Data Base			Demonstração de Resultado	Movimento de Nov e Dez/18
	31/10/2018	Variação	31/12/2018		
ATIVO				Receita Operacional	1.016.710
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	(57.885)	30.464	Fornecimento de energia elétrica	798.916
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	(47.512)	671.174	Suprimento de energia elétrica	35.926
Tributos a compensar	85.531	17.987	103.518	Receita de disponibilidade da rede - TUSD	69.305
Ativo financeiro setorial	324.966	(40.612)	284.354	Ativo e passivo financeiro setorial	(44.856)
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	63.303	1.817.360	Receita de construção	90.920
Depósitos judiciais	63.566	(112)	63.454	Ativo financeiro da concessão	2.636
Derivativos	38.412	10.718	49.130	Outras receitas operacionais	63.863
Créditos fiscais diferidos	70.928	(11.171)	59.757	Deduções da Receita Operacional	(414.795)
Intangível	1.493.056	14.631	1.507.687	ICMS	(218.150)
Outros ativos	90.966	36.505	127.471	PIS e Cofins	(85.573)
Total do Ativo	4.728.517	(14.148)	4.714.369	Conta Desenv Energético - CDE	(109.782)
				Outras deduções da receita	(1.290)
PASSIVO				Receita Operacional Líquida	601.914
Fornecedores	409.852	(103.134)	306.718	Custos e Despesas Operacionais	(528.007)
Empréstimos e financiamentos	981.335	255.964	1.237.299	Custo do Serviço de Energia Elétrica	(316.669)
Debêntures	949.170	(240.933)	708.237	Pessoal	(25.720)
Impostos, taxas e contribuições	106.369	(39.842)	66.527	Material	(5.834)
Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795	94.312	121.107	Serviço de Terceiros	(28.677)
Encargos setoriais	123.509	(27.396)	96.113	Custo com construção da infraestrutura	(90.920)
Provisões para contingências	88.038	4.608	92.646	Amortização de intangível de concessão	(29.001)
Outros passivos	103.758	78.745	182.503	Outras despesas operacionais	(31.186)
Total do Passivo	2.788.826	22.324	2.811.150	Resultado do Serviço	73.907
Acervo Líquido Contábil	1.939.691	(36.472)	1.903.219	Resultado Financeiro	(10.336)
				Receitas Financeiras	15.459
				Despesas Financeiras	(25.795)
Conciliação da Variação do Acervo Líquido Contábil				Resultado Antes dos Tributos	63.571
Acervo líquido contábil em 31/10/2018	1.939.691			Contribuição Social	3.941
Resultado de novembro de dezembro/2018	77.891			Imposto de Renda	10.379
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	(1.694)			Resultado Líquido do Exercício	77.891
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(1.713)				
Declaração de juros sobre o capital próprio	(110.956)				
Acervo líquido contábil em 31/12/2018	1.903.219				

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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

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

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

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 30 de Instrumentos Financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

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

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

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

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.5 Demonstração do valor adicionado

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

(3)SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

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

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

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

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

3.2 Contratos de concessão

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

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

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

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

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são classificados como ativo intangível, que serão

amortizados pelo prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

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

3.3 Instrumentos financeiros

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

- Ativos financeiros

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

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

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

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

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros, é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros mantidos até o vencimento	Os ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.
Empréstimos e recebíveis	Esses ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

Ativos financeiros mantidos para venda	Os ativos são mensurados ao valor justo e as variações no valor justo, (exceto as perdas por <i>impairment</i> , juros e diferenças cambiais sobre os instrumentos de dívida), são reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes e acumuladas na reserva de valor justo. Quando esses ativos são desreconhecidos, os ganhos e perdas acumulados no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado.
--	---

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

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

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

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

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

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

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

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

Avaliação do modelo de negócio:

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

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos

ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;

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

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

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

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

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

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

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- 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:

- 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.
- Mensurados subsequentemente ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

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

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

- Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

3.4 Intangível e Ativo contratual em curso

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

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão) em serviço em função do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, doados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

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

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

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

- Ativos financeiros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Ativos não financeiros

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

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

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

3.6 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.7 Benefícios a empregados

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

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

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

3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio

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

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

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

3.9 Reconhecimento de receita

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços,

O CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente. A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

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

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

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

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

3.10 Imposto de renda e contribuição social

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

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

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de

imposto de renda e contribuição social aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

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

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

3.11 Resultado por ação

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

3.12 Subvenção governamental - CDE

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

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

3.13 Ativo e passivo financeiro setorial

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

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

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

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

na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.14 Novas normas e interpretações vigentes

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2018:

a) CPC 48 - Instrumentos financeiros

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

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

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

Com relação às modificações relacionadas à contabilização de *hedge*, o CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no CPC 38, mas traz maior flexibilidade no que tange aos tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*. Houve a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens 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\$ 3.229.980 (R\$ 1.198.822 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\$ 408.813 (R\$ 72.129 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\$ 24.932 (R\$ 16.454 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\$ 6.623 (R\$ 4.371 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 e 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\$ 25.560 (nota 23).

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

c) ICPC 21 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

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

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

da Companhia avalia que a ICPC 21 não causou nem causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

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

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

a) CPC 06 (R2) - Arrendamentos

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2015 - 2017

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

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

IAS 23 Custos de Empréstimos - esclarece que se qualquer empréstimo permanecer em aberto após o ativo relacionado estar disponível para uso ou venda, esse empréstimo torna-se parte dos recursos

que uma entidade toma emprestado geralmente ao calcular a taxa de capitalização sobre empréstimos em geral.

Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

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

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

- Instrumentos financeiros

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

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada 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	54.381	49.036
Aplicações financeiras	190.692	130.207
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	66	-
Certificado de depósito bancário (b)	142.667	130.147
Operações compromissadas em debêntures (b)	47.959	-
Fundos de investimento (c)	-	61
Total	<u>245.073</u>	<u>179.243</u>

- 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
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	287.773	145.272	14.317	447.361	157.278
Industrial	60.714	21.330	10.769	92.813	22.885
Comercial	105.576	27.926	14.124	147.626	52.285
Rural	54.259	12.291	6.362	72.913	29.982
Poder público	23.268	9.467	815	33.550	12.824
Iluminação pública	10.734	2.859	6.426	20.018	5.884
Precatórios	-	-	-	-	1.871
Serviço público	25.300	350	19	25.669	9.539
Faturado	567.624	219.495	52.832	839.950	292.548
Não faturado	375.844	-	-	375.844	193.971
Parcelamento de débito de consumidores	41.022	7.659	6.648	55.328	42.312
Operações realizadas na CCEE	11.503	-	-	11.503	3.216
Concessionárias e permissionárias	42.454	-	-	42.453	4.527
Outros	2.113	-	-	2.113	11.085
	1.040.560	227.154	59.480	1.327.191	547.659
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(72.210)	(43.486)
Total				1.254.981	504.173
Não circulante					
Precatórios	67.209	-	-	67.209	62.534
Parcelamento de débito de consumidores	78.568	-	-	78.568	61.904
Outros	-	-	-	-	3.078
	145.777	-	-	145.777	127.516
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				-	(14.176)
Total				145.777	113.340

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

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

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

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros créditos (nota 11)	Total
Saldo em 31/12/2016	(72.066)	(15.495)	(87.561)
Provisão revertida (constituída) líquida	(28.515)	-	(28.515)
Baixa de contas a receber provisionadas	42.919	-	42.919
Saldo em 31/12/2017	(57.662)	(15.495)	(73.157)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	(31.019)	(2.700)	(33.719)
Provisão revertida (constituída) líquida	(31.443)	1.387	(30.056)
Recuperação de receita	4.030	-	4.030
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	(14.102)	-	(14.102)
Baixa de contas a receber provisionadas	57.985	(201)	57.784
Saldo em 31/12/2018	(72.210)	(17.010)	(89.220)
Circulante	(72.210)	(17.010)	(89.220)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2018	31/12/2017
Circulante		
Antecipações de contribuição social - CSLL	8.215	1.976
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	22.882	5.370
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.274	2.005
Imposto de renda e contribuição social a compensar	32.371	9.351
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	7.242	1.239
ICMS a compensar	53.598	13.311
Programa de integração social - PIS	683	-
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.153	-
Instituto nacional de seguridade social - INSS	2.158	-
Outros	29	473
Outros tributos a compensar	66.863	15.023
Total circulante	99.234	24.374
Não circulante		
Contribuição social a compensar - CSLL	125	3.237
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.440	-
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.565	3.237
ICMS a compensar	74.850	24.202
Programa de integração social - PIS	779	755
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.587	3.479
Outros	671	-
Outros tributos a compensar	79.887	28.436
Total não circulante	82.452	31.673

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			Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 5)	Receita operacional (nota 23)		Resultado financeiro (nota 24)	Recebimento Via bandeira tarifária (nota 23.4)	Saldo em 31/12/2018		
	Diferido	Homologado	Total		Constituição	Realização	Atualização monetária		Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"											
CVA (*)											
CDE (**)	(44.418)	(21.100)	(65.518)	30.436	-58.697	42.695	(873)	-	72.845	(7.408)	65.437
Custos energia elétrica	297.276	(47.977)	249.299	316.624	(2.294)	(146.771)	16.943	(25.077)	213.686	196.039	409.725
ESS e EER (***)	(139.558)	(36.750)	(176.308)	(170.220)	(111.727)	165.547	(11.665)	-	(171.219)	(132.755)	(303.973)
Próvia	(7)	(1.076)	(1.076)	1.238	687	(1.479)	20	-	2	(613)	(611)
Rede básica	(5.086)	4.519	(567)	16.248	5.323	(6.663)	520	-	5.120	9.743	14.863
Repasso de Itaipu	164.089	(21.250)	142.839	279.455	220.682	(125.592)	15.094	-	398.370	130.106	528.476
Transporte de Itaipu	(510)	794	274	7.006	8.058	(1.842)	208	-	11.083	2.619	13.703
Neutralidade dos encargos setoriais	51.042	6.735	57.777	(3.337)	(45.227)	(23.031)	(1.010)	-	(19.718)	4.890	(14.828)
Sobrecontratação	(141.225)	16.362	(124.863)	(111.613)	(17.464)	36.102	(10.727)	-	(170.830)	(57.735)	(228.565)
Outros componentes financeiros	(2.771)	(6.998)	(9.769)	(80.871)	(54.136)	29.569	794	-	(49.604)	(24.818)	(74.414)
	178.832	(106.704)	72.129	324.366	62.598	(35.066)	9.264	(25.077)	289.736	119.077	408.813
Ativo circulante			29.668								316.091
Ativo não circulante			51.461								93.722

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

(**) Conta de desenvolvimento energético

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

a) CVA

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

b) Neutralidade dos encargos setoriais

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

c) Sobrecontratação

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

d) Outros componentes financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica; (ii) ressarcimento de P&D do valor recolhido a maior ao Tesouro Nacional, no período de 2010 a 2012, referente ao adicional de 0,30% sobre a Receita Operacional Líquida (ROL); e (iii) recálculos de processos tarifários anteriores.

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1- Composição dos créditos fiscais:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<u>Crédito de contribuição social</u>		
Bases negativas	81.231	49.966
Benefício fiscal do Intangível Incorporado	45.862	26.465
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(4.261)</u>	<u>20.811</u>
Subtotal	122.832	97.242
<u>Crédito de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	224.704	138.795
Benefício fiscal do Intangível Incorporado	153.618	73.516
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(11.836)</u>	<u>57.807</u>
Subtotal	366.487	270.118
Total	<u>489.319</u>	<u>367.361</u>

9.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. No exercício de 2017 não houve a realização deste benefício. No exercício de 2018, por conta da incorporação do benefício fiscal da incorporada (nota 1), a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,11%.

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	<u>31/12/2018</u>		<u>31/12/2017</u>	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e regulatórias	20.783	57.731	14.229	39.526
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	8.514	23.649	6.583	18.287
Programas de P&D e eficiência energética	6.279	17.443	-	-
Provisão relacionada a pessoal	1.199	3.330	-	-
Derivativos	(8.430)	(23.417)	-	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	2.771	7.697	555	1.541
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(46.227)	(128.408)	(9.216)	(25.599)
Perdas atuariais (CPC)	293	815	(636)	(1.766)
Instrumentos financeiros (CPC)	(2.007)	(5.575)		
Outros	1.209	3.358	1.676	4.654
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais (CPC)	11.355	31.542	7.619	21.163
Total	<u>(4.261)</u>	<u>(11.836)</u>	<u>20.811</u>	<u>57.807</u>

9.4 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de bases negativas, prejuízos fiscais, 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:

Expectativa de recuperação

2019	113.137
2020	97.872
2021	96.550
2022	88.770
2023	91.929
2024 a 2026	139.101
2027 a 2029	76.023
Total	<u>703.383</u>

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

	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro (Prejuízo) antes dos tributos	230.391	230.391	(79.231)	(79.231)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	27.391	27.391	16.538	16.538
Juros sobre o capital próprio	(110.956)	(110.956)	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	2.808	4.378	(517)	(517)
Base de cálculo	149.634	151.204	(63.210)	(63.210)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(13.467)	(37.801)	5.689	15.803
Incentivos fiscais (PAT/Rouanet)	-	-	-	129
Incorporação Jaguariuna	-	-	(83)	(220)
Crédito fiscal constituído	32.344	88.912	8.234	22.870
Ajustes de bases anteriores - outros	-	-	429	1.158
Total	<u>18.877</u>	<u>51.111</u>	<u>14.269</u>	<u>39.740</u>
Corrente	4.485	12.547	(1.653)	(4.486)
Diferido	14.392	38.564	15.922	44.226

As receitas de contribuição social e imposto de renda diferidos registrados no resultado do exercício de 52.956, referem-se a (i) créditos com prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 123.440, compensado com as despesas diferidas com: (ii) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.856 e (iii) diferenças temporárias de R\$ 59.628.

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

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2018 e 2017 foram os seguintes:

	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	9.169	9.169	(860)	(860)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	1.714	1.714	-	-
Base de cálculo	10.883	10.883	(860)	(860)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(979)	(2.720)	77	215
Limitação na constituição de créditos fiscais constituídos	995	2.764	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	<u>16</u>	<u>44</u>	<u>77</u>	<u>215</u>

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2016	1.019.658
Adições	230.093
Ajuste ao valor justo	(42.193)
Baixas	(8.736)
Saldo em 31/12/2017	1.198.822
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	1.754.057
Adições	222.226
Ajuste ao valor justo	72.827
Baixas	(17.952)
Saldo em 31/12/2018	3.229.980

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

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

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamentos - fornecedores	5	30	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	9	1.024	9.444	-
Convênios de arrecadação	-	459	-	-
Ordens em curso	53.565	-	-	-
Serviços prestados a terceiros	188	-	-	-
Despesas antecipadas	71.250	9.257	157	-
Arrendamentos, aluguéis de postes e outras receitas	-	18.905	-	-
Contas a receber - CDE	69.877	48.051	-	-
Adiantamentos a funcionários	6.897	4.084	-	-
Bens destinados a alienação	-	-	-	22.114
Outros	39.729	2.058	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(17.010)	(15.495)	-	-
	224.512	68.373	9.601	22.114

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

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

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

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 4.770 (R\$ 3.091 em 31 de dezembro de 2017); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 65.107 (R\$ 44.960 em 31 de dezembro de 2017) (nota 23.3).

Em 2018 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE (nota 17) e o contas a receber – CDE no montante de R\$ 366 (nota 23.3).

(12) INTANGÍVEL E ATIVO CONTRATUAL EM CURSO

12.1 Ativo intangível

	Direito de concessão			Outros ativos intangíveis	Total
	Adquirido em combinações de negócios	Infraestrutura de distribuição em serviço	Infraestrutura de distribuição em curso		
Saldo em 31/12/2016	307.981	984.694	135.715	20.840	1.449.230
Custo histórico	802.164	1.297.163	135.715	25.357	2.260.399
Amortização acumulada	(494.183)	(312.469)	-	(4.517)	(811.169)
Adições	-	-	406.104	2.958	409.062
Amortização	(28.429)	(111.280)	-	(1.138)	(140.847)
Transferência - intangíveis	-	146.689	(146.689)	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	(230.093)	-	(230.093)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(16.711)	(537)	-	(17.248)
Saldo em 31/12/2017	279.552	1.003.392	164.500	22.660	1.470.104
Custo histórico	802.164	1.427.141	164.500	28.315	2.422.120
Amortização acumulada	(522.611)	(423.749)	-	(5.655)	(952.015)
Adições	-	-	-	-	-
Amortização	(32.374)	(158.644)	-	(757)	(191.775)
Transferência - intangíveis	-	175.518	-	-	175.518
Transferência - ativo financeiro	-	34.284	-	-	34.284
Baixa e transferência - outros ativos	-	37.065	-	(18.120)	18.945
Adoção CPC 47 (nota 3)	-	-	(164.500)	-	(164.500)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	215.002	1.132.755	-	527	1.348.282
Saldo em 31/12/2018	462.181	2.224.370	-	4.310	2.690.857
Custo histórico	1.923.048	5.000.787	-	37.643	6.961.476
Amortização acumulada	(1.460.867)	(2.776.417)	-	(33.333)	(4.270.619)

Adquirido em Combinações de Negócios: Refere-se principalmente ao intangível decorrente de incorporações da AES Guaíba Empreendimentos Ltda e DOC 3 Participações S.A. A amortização deste intangível é efetuada pelo método linear conforme revisão do CPC 04 – Ativo Intangível.

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

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção para os ativos qualificáveis. No exercício de 2018 foram capitalizados R\$ 3.867 a uma taxa média de 8,23% a.a. até abril de 2018 e 8,09% a.a. a partir de maio de 2018 (nota 26). Em 2017, foram capitalizados R\$ 3.011, a uma taxa de 8,17%.

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).

	<u>Ativo contratual em curso</u>
Saldo em 31/12/2017	-
Adoção CPC 47 (nota 3)	164.500
Adições	474.509
Transferência - intangíveis	(175.518)
Transferência - ativo financeiro	(256.510)
Baixa e transferência - outros ativos	(6.302)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	144.773
Saldo em 31/12/2018	<u>345.452</u>

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	21.695	-
Suprimento de energia elétrica	394.312	288.375
Encargos de uso da rede elétrica	68.468	41.161
Materiais e serviços	99.090	75.882
Total	<u>583.565</u>	<u>405.418</u>
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	99.909	92.893
Encargos de uso da rede elétrica	38.229	35.545
Total	<u>138.138</u>	<u>128.438</u>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 32).

(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	Agrupamento Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
Pré Fixado	5.487	-	(5.736)	3.791	-	(3.820)	80.838	80.559
Pós Fixado								
TJLP e TLP	4.482	530.000	(8.145)	8.853	-	(8.684)	85.494	611.999
Selic.	-	-	(2.411)	1.826	-	(1.380)	49.238	47.273
CDI	-	7.360	(1.920)	262	-	50	-	5.752
Outros	41.133	3.053	(16.471)	2.734	-	(1.131)	2.405	31.723
Total ao custo	51.101	540.413	(34.684)	17.467	-	(14.964)	217.975	777.308
Gastos com captação (*)	-	(14.032)	-	162	-	-	(820)	(14.690)
Mensuradas ao valor justo								
Moeda estrangeira								
Dólar	-	501.617	-	88.808	29.854	(35.763)	643.900	1.220.416
Euro	-	311.000	-	6.300	6.874	(1.576)	124.704	447.301
Marcação a mercado	-	-	-	(24.872)	-	-	(4.424)	(29.296)
Total ao valor justo	-	812.617	-	62.236	36.728	(37.340)	764.180	1.638.420
Total	51.101	1.330.998	(34.684)	79.865	36.728	(52.304)	981.335	2.401.039
Circulante	20.088	-	-	-	-	-	-	208.478
Não Circulante	31.093	-	-	-	-	-	-	2.192.561

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

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 6%	(a)	74.978	-	2021 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINEP	Pré fixado 6,86%		3.216	5.487	2013 a 2020	Fiança Bancária
FINAME	Pré fixado de 4,5% a 10%		2.366	-	2010 a 2021	Aval da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária
			80.561	5.487		
Pós fixado						
TJLP e TLP						
FINEM	TJLP e TLP + de 2,06% a 4,74%	(b)	608.509	-	2012 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINEP	TJLP		3.491	4.482	2016 a 2024	Fiança Bancária
			611.999	4.482		
SELIC						
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(b)	47.273	-	2016 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
CDI						
Empréstimos bancários	(i) De 100,00% a 109,50% do CDI (ii) CDI + 0,10% a 1,90%	(b)	5.752	-	2020	Aval da CPFL Energia
Outros						
Outros	RGR (6%)		31.722	41.132	2005 a 2020	Fianças bancárias, recebíveis e notas promissórias
Total moeda nacional			777.308	51.101		
Gastos com captação (*)			(14.690)	-		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Liber 3 meses + de 0,82% a 2,7%	(b)	259.309	-	2019 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,93% a 3,65%	(b)	961.107	-	2017 a 2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
			1.220.416	-		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro de 0,79 + 0,80%		447.301	-	2018 a 2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado						
			(29.296)	-		
Total moeda estrangeira			1.638.420	-		
Total			2.401.039	51.101		

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo. Os empréstimos bancários em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 30.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 30% a 70% do CDI

(b) De 60% a 130% do CDI

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia em consonância com o CPC 48 classificou suas dívidas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado, e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 1.638.420.

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\$ 29.296, compensados pelas perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 13.062, contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total líquido de R\$ 16.234.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	177.196
2021	487.840
2022	1.184.830
2023	77.937
2024	159.621
2025 a 2027	132.340
Subtotal	2.219.764
Marcação a mercado	(27.202)
Total	2.192.561

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

Indexador	Variação acumulada % a. a.		% da dívida	
	2018	2017	31/12/2018	31/12/2017
TJLP e TLP	6,72 a 7,42	7,00	25,34	8,77
CDI	6,4	-	58,48	-
Pré-fixados	2,50 a 10,00	5,00	3,50	91,23
Outros			2,68	-
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional

CDI – Em 2018 a Companhia através de uma Cédula de Crédito Bancário (CCB) efetuou a captação no montante de R\$ 7.359 com parcelas de juros e amortização de principal pagos semestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

FINEM VIII – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 1.133.024, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando financiar os investimentos em redes elétricas previstos para o ano de 2019. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 530.000 (R\$ 515.968 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 603.024 deverá ser liberado até março de 2020.

Moeda estrangeira – Lei 4.131:

Dólar – Em 2018 a Companhia, efetuou captação no montante de R\$ 1.128.985 com juros que serão pagos trimestralmente e semestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Euro – Em 2018 a Companhia, efetuou captação no montante de R\$ 444.000 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Pré-pagamento no exercício:

Em 2018 foram liquidados antecipadamente R\$ 545.983 de empréstimos cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas:

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

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

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

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

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018.

(15) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Agrupamento Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo - Pós fixado							
CDI	1.336.974	300.000	(1.343.005)	134.706	(150.316)	812.681	1.091.040
IPCA	-	-	-	8.156	(7.081)	139.443	140.518
Total ao custo	1.336.974	300.000	(1.343.005)	142.862	(157.397)	952.124	1.231.558
Gastos com captação (*)	(13.746)	(6.136)	-	14.379	-	(2.954)	(8.458)
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado							
IPCA	-	219.600	-	5.476	-	-	225.076
Marcação a mercado	-	-	-	3.889	-	-	3.889
Total ao valor justo	-	219.600	-	9.365	-	-	228.965
Total	1.323.229	513.464	(1.343.005)	166.606	(157.397)	949.170	1.452.065
Circulante	12.125	-	-	-	-	-	51.148
Não Circulante	1.311.104	-	-	-	-	-	1.400.917

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Pós fixado						
CDI	De 109,75% a 114,50% do CDI (1) De CDI + 0,48% a CDI + 0,83% (1)	(a)	1.091.040	1.336.974	2017 a 2022	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,3473%	(b)	140.518	-	2023 a 2025	Fiança da CPFL Energia
Total mensuradas ao custo			1.231.558	1.336.974		
	Gastos com captação (*)		(8.458)	(13.746)		
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado						
IPCA	IPCA + 5,80% (2)	(b)	225.076	-	2024 a 2025	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado			3.889	-		
Total mensuradas ao valor justo			220.507	(13.746)		
Total			1.452.065	1.323.229		

(1) A Companhia possui swap convertendo o custo da operação de variação de taxa de juros para taxas pré-fixadas entre 6,61% e 7,27%

(2) Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 30.

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

Taxa efetiva a. a.:

(a) De 106,2% a 109,75% do CDI | CDI + 0,88%

(b) IPCA de + 5,49% a 6,31%

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

A classificação como passivos financeiros de debentures 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 debentures, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da debênture designada ao valor justo totalizava R\$ 228.965.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pelo componente de cálculo de risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes. Em 31 de dezembro de 2018 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas debentures foram de R\$ 3.889, que foram absorvidas pelos ganhos obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 11.076, contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 30), geraram um ganho total de R\$ 7.187.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	26.684
2021	888.452
2022	124.760
2023	68.755
2024	68.893
2025 a 2027	219.484
Subtotal	1.397.028
Marcação a mercado	3.889
Total	1.400.917

Adições no exercício:

6ª emissão

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a sexta emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 520.000. Em 2017, foram subscritas e integralizadas R\$ 220.000 e em 2018 foram subscritas e integralizadas 300.000 com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação de R\$ 300.000 (R\$ 299.677 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

7ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 219.600 debêntures, da espécie quirografária, série única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 219.600 (R\$ 213.787 líquida dos gastos de emissão), com pagamento de juros semestrais. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para investimento.

9ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 220.000 debêntures, da espécie quirografária, série única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 220.000 (R\$ 219.738 líquida dos gastos de emissão), com pagamento de juros semestrais. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

Pré-pagamento no exercício

Em 2018 foram liquidados antecipadamente R\$ 910.270 das debêntures, cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas

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

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018.

(16) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação CEEE de Previdência Privada (“Fundação CEEE”), que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A), sendo conforme abaixo:

“Plano 1” (Plano Único da incorporada): Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

“Plano 2” (Plano Único da incorporadora): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação CEEE, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

Ao final do exercício de 2018 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

16.1 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2018		31/12/2017
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	382.993	553.493	524.293
Valor justo dos ativos do plano	(413.043)	(463.571)	(446.670)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(30.050)	89.922	77.623
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (<i>asset ceiling</i>)	30.050	-	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	89.922	77.623

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

	<u>Plano 1</u>	<u>Plano 2</u>
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2016	-	480.081
Custo do serviço corrente bruto	-	2.153
Juros sobre obrigação atuarial	-	50.927
Contribuições de participantes vertidas no ano	-	990
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	16.490
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	8.153
Benefícios pagos no ano	-	(34.501)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2017	-	524.293
Efeito de agrupamento	381.242	-
Custo do serviço corrente bruto	29	2.790
Juros sobre obrigação atuarial	5.592	48.218
Contribuições de participantes vertidas no ano	249	842
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	12.774
Benefícios pagos no ano	(4.119)	(35.769)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2018	382.993	553.493

	<u>Plano 1</u>	<u>Plano 2</u>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2016	-	(405.251)
Rendimento esperado no ano	-	(43.258)
Contribuições de participantes vertidas no ano	-	(990)
Contribuições de patrocinadoras	-	(6.169)
Perda (ganho) atuarial	-	(25.503)
Benefícios pagos no ano	-	34.501
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2017	-	(446.670)
Efeito de agrupamento	(409.240)	-
Rendimento esperado no ano	(5.992)	(41.166)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(249)	(842)
Contribuições de patrocinadoras	(1.682)	(6.712)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(3.950)
Benefícios pagos no ano	4.119	35.769
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2018	(413.043)	(463.571)

16.2 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2018</u>		<u>31/12/2017</u>
	<u>Plano 1</u>	<u>Plano 2</u>	<u>Plano 2</u>
Passivo atuarial no início do exercício	-	77.589	74.830
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(31)	9.842	9.822
Contribuições da patrocinadora vertidas no ano	(1.682)	(6.678)	(6.203)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	345	16.490
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	12.774	8.153
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(3.950)	(25.503)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	1.713	-	-
Passivo atuarial no fim do exercício	-	89.922	77.589
Outras contribuições	-	-	34
Total passivo	-	89.922	77.623
Circulante	-	-	34
Não Circulante	-	89.922	77.589

16.3- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2019 são estimadas no montante de R\$ 7.711 (plano 1) e R\$ 6.731 (plano 2).

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

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2019	27.450	36.279
2020	28.595	37.900
2021	29.541	39.473
2022	30.583	41.197
2023 a 2027	206.698	281.811
Total	322.867	436.660

Em 31 de dezembro de 2018, a duração média da obrigação do benefício definido foi 10,1 anos (Plano 1) e 11,0 anos (Plano 2).

16.4- Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada

A estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2019 e as despesas reconhecidas em 2018 e 2017, são como segue:

	31/12/2019		31/12/2018	31/12/2017
	Plano 1(*)	Plano 2	Plano 2	Plano 2
Custo do serviço	185	2.352	2.790	2.153
Juros sobre obrigações atuariais	34.342	48.796	48.218	50.927
Rendimento esperado dos ativos do plano	(37.500)	(40.947)	(41.166)	(43.258)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	2.795	-	-	-
Total da despesa (receita)	(178)	10.201	9.842	9.822

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

	Plano 1		Plano 2	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,30% a.a.	9,51% a.a.	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,30% a.a.	9,51% a.a.	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,13% a.a.	6,13% a.a.	5,97% a.a.	6,10% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light média	Light média	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano

16.5 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2018 e 2017, administrados pela Fundação CEEE. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2019, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2018.

A composição dos ativos administrados pelo plano são como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2018	2017	2018	2017
Renda fixa	78%	79%	77%	78%
Títulos públicos federais	68%	64%	67%	65%
Títulos privados (instituições financeiras)	5%	9%	5%	8%
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	2%	2%	2%	1%
Renda variável	18%	18%	18%	18%
Fundos de investimento em ações	18%	18%	18%	18%
Investimentos estruturados	1%	1%	1%	1%
Fundos imobiliários	1%	1%	1%	1%
Cotados em mercado ativo	96%	98%	96%	97%
Imóveis	2%	1%	2%	1%
Operações com participantes	2%	2%	2%	2%
Não cotados em mercado ativo	4%	3%	4%	3%

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

	Meta 2019 - Fundação CEEE	
	Plano 1	Plano 2
Renda Fixa	78,0%	77,0%
Renda variável	16,0%	16,0%
Imóveis	3,0%	3,0%
Empréstimos e financiamentos	2,0%	3,0%
Investimentos estruturados	1,0%	1,0%
	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2019 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CEEE, efetuada ao final de 2018 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2019, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para a Fundação CEEE atingirem os objetivos de gestão de investimentos são o Estudo de Asset Liability Management – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) dos planos previdenciários administrados pela Fundação.

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

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

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

16.6 - Análise de sensibilidade

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

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

· Se a taxa de desconto nominal (*) fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 9.833 no plano 1 e R\$ 15.681 no plano 2 (redução de R\$ 9.411 no plano 1 e R\$ 14.945 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade (**) fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 5.313 no plano 1 e R\$ 10.617 no plano 2 (aumento de R\$ 5.257 no plano 1 e R\$ 10.359 no plano 2).

* A premissa utilizada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,3% a.a. para o plano 1 e de 9,51% a.a. para o plano 2. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,05% a.a. e 9,55% a.a. para o plano 1 e 8,80% a.a e 9,35% a.a. para o plano 2.

** A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi BREMS sb v.2015. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

16.7 - Risco de investimento:

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

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

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada exigida pela legislação, a Fundação CEEE utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: *VaR*, *Tracking Risk*, *Tracking Error* e *Stress Test*.

A Política de Investimentos da Fundação CEEE determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e

estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	751	262
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	-	36.863
Bandeiras tarifárias e outros	<u>36.807</u>	<u>40.303</u>
Total	<u>37.558</u>	<u>77.428</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE: O Saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 17.582, (ii) quota destinada à devolução de aporte CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante R\$ 7.389 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\$ 11.892. Em 2018 a Companhia efetuou o pagamento antecipado das quotas de CDE referente ao saldo de dezembro/18 e também efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber – CDE (nota 11) no montante de R\$ 366.

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

(18) OUTROS IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	70.213	37.572
Programa de integração social - PIS	9.295	3.560
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	42.993	16.479
PIS/COFINS parcelamento	10.872	10.349
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	7.909	-
Outros	<u>6.732</u>	<u>8.483</u>
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>148.014</u>	<u>76.443</u>
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS parcelamento	<u>8.919</u>	<u>18.839</u>
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>8.919</u>	<u>18.839</u>

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

	31/12/2018		31/12/2017	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	89.351	56.275	64.185	45.499
Cíveis	88.103	28.426	52.200	7.716
Fiscais	19.898	37.439	21.847	12.039
Regulatórios	33.571	-	31.778	-
Outros	368	-	368	212
Total	231.292	122.139	170.378	65.465

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

	Saldo em 31/12/2017	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2018
Trabalhistas	64.185	34.651	22.160	(10.323)	(30.594)	9.271	89.351
Cíveis	52.200	46.710	23.530	(19.593)	(22.715)	7.973	88.103
Fiscais	21.847	4.407	12.303	(17.452)	(7.407)	6.198	19.898
Regulatórios	31.778	2.270	21.656	(14.000)	(12.049)	3.916	33.571
Outros	368	-	-	-	-	-	368
Total	170.378	88.038	79.649	(61.368)	(72.765)	27.358	231.292

As provisões para riscos fiscais, cíveis e 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 - Os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias de sub-rogados da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;

b) Cíveis - As causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;

c) Fiscais - Os processos fiscais são relativos ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN, COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cuja discussão é mantida em âmbito administrativo, pré-judicial. 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\$ 12.974;

d) Regulatórios - Os processos regulatórios estão relacionados não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos dos anos de 2013 e 2014 e fiscalização comercial periódica ocorrida em outubro de 2015; e

e) Outros - Referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

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	421.899	82.024	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	683.201	273.113	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.555.881	111.209	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatório	58.612	21.329	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	2.719.592	487.585	

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

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

(20) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores e concessionárias	33.076	10.068	47.831	44.473
Programa de eficiência energética - PEE	82.035	13.177	28.585	27.770
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	37.489	5.839	25.033	11.169
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	12.259	3.531	-	-
Adiantamentos	435	-	378	-
Descontos tarifários - CDE	81.487	25.208	-	-
Folha de pagamento	1.658	5.378	-	-
Participação nos lucros	14.191	-	1.286	-
Convênios de arrecadação	27.026	10.682	-	-
Outros	14.787	7.240	31.350	29.491
Total	304.444	81.123	134.463	112.903

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

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo no passivo não circulante de R\$ 47.831 (R\$ 44.473 em 31 de dezembro de 2017), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 32).

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.

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

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

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

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2018		31/12/2017	
	Ordinárias	%	Ordinárias	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01	402.775	76,39
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99	123.676	23,46
Ações em tesouraria	-	-	815	0,15
Total	1.125.427	100,00	527.266	100,00

21.1 Capital Social

Em decorrência do agrupamento de concessões descrito na nota 1, na Assembléia Geral Extratornária (“AGE”) realizada em 31/12/2018 aprovou um aumento de capital de R\$ 1.293.022 relativo a acervo líquido da incorporada, com a emissão de 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia. Adicionalmente na mesma AGE foi aprovado o cancelamento das 815 ações no montante de R\$ 8.056 que a Companhia detinha em tesouraria, que com base no item II do artigo nº 200 da Lei das S/As foram resgatadas (canceladas) com saldo de reserva de capital existentes.

21.2 Reserva de Capital

Refere-se benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna de R\$ 95.489 e da incorporada (nota 1) de R\$ 121.901.

21.3 Reserva de lucros

É composto por:

- Reserva legal de R\$ 120.369, que inclui o montante de R\$ 46.048 que foi incorporada (nota 1);
- Reserva de retenção de lucros para investimento de R\$ 46.890 que foi incorporada (nota 1);

- Reserva de reforço de capital de giro de R\$ 450.356, sendo R\$ 57.790 que foi incorporada (nota 1);
- Reserva obrigatória do dividendo não distribuído no montante de R\$ 11.479, referente à parcela de dividendos devido ao sócio controlador originada pelo ágio auferido na incorporação reversa da controladora AES Guaíba I em abril de 1998, retida à época por deliberação do sócio controlador, líquida da absorção de prejuízos dos exercícios de 2016 e 2017; e
- Dividendo adicional proposto no exercício de 2018 no montante de R\$ 155.688.

21.4 Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- Saldo devedor relativo aos ganhos atuariais do plano de pensão dos empregados, reconhecido em conformidade com o CPC 33 (R2) em R\$ 84.286, sendo R\$ 19.183 oriundo da incorporação (nota 1); e
- Saldo credor relativo aos efeitos das mudanças do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, reconhecido em conformidade com o CPC 48 em R\$ 21.284, sendo R\$ 6.660 oriundo da incorporação (nota 1).

21.5 - 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.

Nas AGEs realizadas em 30 de novembro de 2018 e 31 de dezembro de 2018 na incorporada (nota 1), foi aprovada a declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 110.956 (R\$ 94.313 líquido do IRRF), atribuindo-se por ação ordinária o valor de R\$ 98,590135122 (R\$ 83,801614854 líquido do IRRF).

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

Lucro líquido do exercício	300.379
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	383.156
Efeito negativo da adoção inicial do CPC 48	(9.306)
Lucro líquido base para destinação	674.229
Reserva legal	(15.019)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(392.566)
Juro sobre capital próprio	(110.956)
Dividendo adicional proposto	(155.688)

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\$ 382.566 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

(22) LUCRO POR AÇÃO

22.1 Lucro (prejuízo) por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro (prejuízo) por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foi baseado no lucro (prejuízo) líquido do exercício e número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os exercícios apresentados:

	2018	2017
Numerador		
Lucro (prejuízo) líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	300.379	(25.222)
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	1.125.427	405.663
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais	-	120.788
Lucro (prejuízo) líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	365,54	(47,91)
Lucro (prejuízo) líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	-	(47,91)

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

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	2.397.506	1.121.941	3.191	2.657	2.618.847	1.883.540
Industrial	20.132	7.221	1.034	893	692.478	521.384
Comercial	180.373	88.075	1.298	1.120	1.054.003	791.586
Rural	248.448	109.005	1.255	1.408	459.116	382.207
Poderes públicos	20.766	9.042	239	203	188.338	140.469
Iluminação pública	.441	110	292	225	121.041	80.383
Serviço público	3.443	1.005	262	211	170.207	119.358
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	-	(19.080)
Fornecimento faturado	2.871.109	1.336.399	7.570	6.717	5.304.831	3.899.847
Consumo próprio	242	101	3	2	-	(367)
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	14.714	-
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(2.795.815)	(1.712.092)
Fornecimento de energia elétrica	2.871.351	1.336.500	7.573	6.719	2.522.930	2.187.388
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			607	52	142.226	-
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(30.564)	13.667
Energia elétrica de curto prazo			374	956	142.450	321.906
Suprimento de energia elétrica			981	1.008	254.112	335.573
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					2.826.379	1.712.092
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					389.122	238.981
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(25.560)	-
Receita de construção da infraestrutura de concessão					456.023	410.775
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					27.531	221.667
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					66.749	-
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - firmwares					407.841	302.239
Outras receitas e rendas					81.065	48.634
Outras receitas operacionais					4.229.150	2.934.388
Total da receita operacional bruta					7.806.191	5.457.349
Deduções da receita operacional						
ICMS					(1.435.196)	(1.634.729)
PIS					(109.330)	(77.615)
COFINS					(503.580)	(367.499)
ISS					(158)	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(679.059)	(449.615)
Programa de P & D e eficiência energética					(36.729)	(29.339)
PROINFA					(20.562)	(17.367)
Bandeiras tarifárias e outros					(18.547)	(117.831)
Outros					(4.681)	(3.107)
					(2.807.841)	(2.987.102)
Receita operacional líquida					4.998.349	3.370.247

23.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, 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 ABRADÉE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como passivos financeiros setoriais e em obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

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

Em 17 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.385, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 18,45%, sendo 11,57% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,88% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 22,47%.

Por conta do agrupamento da concessão descrito na nota 1, em 2018 está sendo considerada também os efeitos da Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) de 2018 da incorporada autorizada pela ANEEL em 12 de junho de 2018 por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.401, onde suas tarifas foram em média, reajustadas em 21,27%, sendo 15,56% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 5,71% relativos aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2017). O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 20,58% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado à Revisão Tarifária Anual (“RTA”) ocorrida em 13 de junho de 2017. As novas tarifas estão em vigor para o período de 19 de junho de 2018 a 18 de junho de 2019.

Em 13 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.218, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 18 de abril de 2017, em -0,20%, sendo 2,95% referentes ao reajuste tarifário econômico e -3,15% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -6,43%.

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). O efeito médio percebido pelos consumidores foi negativo de -13,76% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente no mês de abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos.

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

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2018, foi registrada receita de R\$ 407.841 (R\$ 302.239 em 2017), sendo (i) R\$ 19.127 (R\$ 18.970 em 2017) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 374.805 (R\$ 278.525 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 901 (R\$ 4.744 em 2017) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 13.008 de subvenção CCRBT. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários - CDE (nota 20).

23.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo busca, primordialmente, sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha, sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais críticas. Para cada 100 KWh consumidos, antes dos efeitos tributários, a bandeira amarela resulta em acréscimos de R\$1,00 na tarifa, enquanto a bandeira vermelha, a depender do patamar, em R\$ 3,00 (patamar 1) e em R\$ 5,00 (patamar 2). Os valores informados estão vigentes desde decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

Em 2018, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de novembro de 2017 a outubro de 2018. O montante homologado nesse período foi de R\$ 172.933. Deste montante R\$ 25.077, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 147.856 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\$ 36.807, referente a Bandeira Tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em taxas regulamentares (nota 17).

23.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

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

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.179	1.964	526.930	391.939
Energia de curto prazo	853	258	245.842	60.958
PROINFA	200	176	53.550	44.505
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	6.762	6.541	1.598.339	1.704.286
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(213.326)	(199.661)
Subtotal	9.995	8.939	2.211.335	2.002.027
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			368.445	262.711
Encargos de transporte de Itaipu			52.241	26.600
Encargos de conexão			56.472	38.276
Encargos de uso do sistema de distribuição			5.344	-
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse do CONER (*)			(2.216)	(66.084)
Encargos de energia de reserva - EER			20.289	-
Crédito de PIS e COFINS			(47.436)	(26.306)
Subtotal			453.140	233.197
Total			2.664.475	2.235.224

(*) Conta de Energia de Reserva

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Despesas Operacionais							
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Pessoal	113.569	108.358	-	-	43.670	30.819	33.532	21.996	-	-	190.772	161.171
Entidade de previdência privada	9.811	9.822	-	-	-	-	-	-	-	-	9.811	9.822
Material	25.263	24.787	28	-	3.710	3.584	2.428	2.098	-	-	31.430	30.473
Serviços de terceiros	42.933	55.143	51	-	24.943	22.212	78.700	57.408	-	-	146.627	134.763
Amortização	156.338	111.808	-	-	890	1.932	8.618	5.114	-	-	166.846	118.654
Custos com construção da infraestrutura	-	-	456.023	410.775	-	-	-	-	-	-	456.023	410.775
Outros	10.190	53.715	-	-	41.835	26.239	52.711	133.344	85.005	28.429	189.841	241.727
Taxa de arrecadação	-	11.710	-	-	16.607	-	-	-	-	-	16.607	11.710
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	26.026	28.515	-	-	-	-	26.026	28.515
Arrendamentos e aluguéis	11.136	15.798	-	-	-	(148)	4.005	(288)	-	-	15.141	15.362
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	2.263	678	-	-	2.263	678
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	41.768	93.114	-	-	41.768	93.114
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	926	36	-	-	926	36
Amortização de intangível de concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	32.374	28.429	32.374	28.429
Outros	(946)	26.207	-	-	303	(2.128)	3.748	39.894	52.632	-	55.736	63.883
Total	358.106	363.431	456.102	410.775	115.149	84.796	175.988	219.960	85.005	28.429	1.190.350	1.107.391

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2018	2017
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	15.229	16.242
Acréscimos e multas moratórias	56.563	54.162
Atualização de créditos fiscais	3.122	-
Atualização de depósitos judiciais	2.839	2.996
Atualizações monetárias e cambiais	8.168	1.112
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	564	-
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	9.264	-
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(6.522)	-
Outros	10.479	4.743
Total	99.706	79.255
Despesas		
Encargos de dívidas	(130.291)	(134.330)
Atualizações monetárias e cambiais	(60.118)	(22.645)
(-) Juros capitalizados	3.867	3.011
IOF	-	(1.955)
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	-	(15.845)
Outros	(26.300)	(14.354)
Total	(212.842)	(186.118)
Resultado Financeiro	(113.136)	(106.863)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,23% a.a. até abril de 2018 e, a partir de maio de 2018 a taxa média é de 8,09% a.a. sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 53.968 no exercício de 2018 (nota 30).

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2018, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A.

Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

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

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

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

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 4.397 (R\$ 111 em 2017). Este valor é composto por R\$ 3.494 (R\$ 111 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 97 de benefícios pós-emprego e R\$ 806 de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

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

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

Empresas	Passivo		Despesa/custo	
	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017
Encargos - Rede Básica				
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	13.131	21.629	14.794

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	621	-	3.697	-	-	-	9.761	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	275	-	2.776	-	-	-	9.106	-
Companhia Jaguarí de Energia	157	-	226	-	-	-	56	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	13	-	-	-	-	-
CPFL Energia S.A.	38	-	-	-	-	-	(156)	-
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	20	-	-	-	4	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	30	3	-	-	32	27
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A.	-	-	72.304	-	-	-	19	2.083
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	121.107	-	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	5.143	-	242	-	2.267	-	102	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.178	-	-	-	11.594	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	1.220	3.688	-	-	13.188	3.688
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	116	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	5.144	1.481	5.156	-	-	10.190	12
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	40	8	-	-	32	113
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	8	8	-	-	85	89
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	580	387	-	-	3.386	4.548
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	80	82	-	-	630	921
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	216	283	-	-	1.669	2.441
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	3.750	1.910	-	-	14.647	16.309
CPFL Renováveis - Consolidado	8	-	(75)	-	21	-	146	465
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	-	-	605	-	-	-	5.298
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	38	15
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	31	14
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	565	400

(*) Os saldos do ativo e passivo, e as operações de resultado após 31/10/2018 estão apresentadas na RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em função do agrupamento.

(28) SEGUROS

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

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2018
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	608.610
Transporte	Transporte nacional	209.278
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	104.094
Automóveis	Cobertura para terceiros	137
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	213.668
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
Total		1.377.287

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério de rateio.

(29) GESTÃO DE RISCOS

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

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna, Riscos e Compliance e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

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

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

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

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

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

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

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

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

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

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

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

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

As chuvas abaixo do normal observadas no período de maio a setembro não causaram risco de abastecimento energético em 2018, porém incorreram em forte despacho termoeletrico e consequente redução da geração hidroeletrica, 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. Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

(30) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2018	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 1	245.073	245.073
Derivativos	30	(a)	Nível 2	100.181	100.181
Ativo financeiro da concessão	10	(a)	Nível 3	3.229.979	3.229.979
				<u>3.575.233</u>	<u>3.575.233</u>
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	762.619	744.912
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	1.638.420	1.638.420
Debêntures - principal e encargos	15	(b)	Nível 2 (***)	1.223.100	1.002.303
Debêntures - principal e encargos (**)	15	(a)	Nível 2	228.965	228.965
Derivativos	30	(a)	Nível 2	8.395	8.395
				<u>3.861.499</u>	<u>3.622.995</u>

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 16.557 em 2018.

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

Legenda

Categoria / Mensuração:

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurados ao custo amortizado

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

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - CDE, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar, (iv) FNDCT/EPE/PROCEL, (v) convênios de arrecadação, (vi) descontos tarifários – CDE (vii) mútuo com coligadas, controladas e controladora; e (viii) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2018 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

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

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

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

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

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

Em função da Companhia ter classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos (perdas) no resultado do exercício de 2018 foi ganho de R\$ 72.827 (perdas de R\$ 42.193 em 2017), assim como as principais premissas utilizadas está divulgada na nota 10.

b) Instrumentos derivativos

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

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (notas 14 e 15). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / Indexador dívida	Moeda / Indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	88.014	(2.636)	85.378	90.898	(5.520)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,95%) or (3,29% a 3,65%)	99,80% a 116% do CDI	out/18 a mar/22	1.124.450
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(5.753)	(5.753)	1.782	(7.542)	Euro x de 0,79 a 0,80%	103,5% a 105,8% do CDI	jun/21 a fev/22	444.130
	<u>88.014</u>	<u>(8.389)</u>	<u>79.618</u>	<u>92.681</u>	<u>(13.062)</u>				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures									
	12.167	-	12.167	1.091	11.076	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	ago/25	219.600
Total	<u>100.181</u>	<u>(8.389)</u>	<u>91.785</u>	<u>93.771</u>	<u>(1.986)</u>				
Circulante	9.811	-							
Não circulante	90.369	(8.389)							

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

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

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária, variação cambial e MTM	Liquidação	Agrupamento Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Derivativos					
Para dívidas designadas a valor justo	-	234.360	(148.431)	7.843	93.771
Para dívidas não designadas a valor justo	-	(2.669)	5.460	(2.791)	-
Marcação a mercado (*)	-	(12.166)	-	10.179	(1.986)
	<u>-</u>	<u>219.525</u>	<u>(142.971)</u>	<u>15.231</u>	<u>91.785</u>

(*) Os efeitos no resultado de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 12.802 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) ganho de R\$ 636 para as dívidas não designadas a valor justo.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (notas 14 e 15).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para o exercício de 2018 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	2018
Varição de taxas de juros	(2.210)	(300)
Varição cambial	68.767	-
Marcação a mercado	(12.589)	44
Total	<u>53.968</u>	<u>(256)</u>

c) Ativos financeiros da concessão

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

Uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, a Companhia entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos. A mensuração contábil da indenização decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais.

d) Risco de mercado

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

e) Análise de sensibilidade

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

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, TJLP, IPCA e SELIC), 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/resultados abrangente		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.201.900)		(35.671)	273.722	583.114
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.225.345		36.367	(279.061)	(594.489)
	<u>23.445</u>	baixa dolar	<u>696</u>	<u>(5.339)</u>	<u>(11.375)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(436.521)		(27.603)	88.428	204.459
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	443.457		28.042	(89.833)	(207.708)
	<u>6.936</u>	baixa euro	<u>439</u>	<u>(1.405)</u>	<u>(3.249)</u>
Total	<u><u>30.381</u></u>		<u><u>1.135</u></u>	<u><u>(6.744)</u></u>	<u><u>(14.624)</u></u>
Efeitos no resultado abrangente acumulado			858	(4.597)	(10.052)
Efeitos no resultado do ano			277	(2.147)	(4.572)

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

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

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A.

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

e.2) Variação das taxas de juros

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

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	taxa no período	taxa Cenário provável (a)	Receita (despesa) no resultado/resultados abrangente		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	200.933				13.201	16.502	19.802
Instrumentos financeiros passivos	(1.096.792)				(72.059)	(90.074)	(108.089)
Derivativos - swap plain vanilla	(1.816.835)				(119.366)	(149.208)	(179.049)
	(2.712.694)	alta CDI	6,40%	6,57%	(178.224)	(222.780)	(267.336)
Instrumentos financeiros passivos	(608.509)				(42.778)	(53.473)	(64.167)
	(608.509)	alta TJLP e TLP	6,72% e 7,42%	7,03%	(42.778)	(53.473)	(64.167)
Instrumentos financeiros passivos	(365.594)				(12.211)	(9.158)	(6.105)
Derivativos - swap plain vanilla	239.817				8.010	6.007	4.005
Ativo financeiro da concessão	3.229.979				107.881	80.911	53.941
	3.104.202	baixa IPCA	3,69%	3,34%	103.680	77.760	51.841
Ativos e passivos financeiros setoriais	408.813				26.777	20.083	13.389
Instrumentos financeiros passivos	(47.273)				(3.096)	(2.322)	(1.548)
	361.540	baixa SELIC	6,40%	6,55%	23.681	17.761	11.841
Total	144.539				(93.641)	(180.732)	(267.821)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					391	308	224
Efeitos no resultado do ano					(94.032)	(181.040)	(268.045)

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 4.199.

f) Risco de crédito

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

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

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

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

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

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

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

Caixa e equivalentes de caixa

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

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

g) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2018, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2018	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13	583.565	-	-	-	-	138.138	721.703
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	9.509	50.156	271.934	1.753.477	440.593	293.269	2.818.938
Derivativos	30	-	2	76	4.811	3.857	-	8.746
Debêntures - principal e encargos	15	8.677	53.830	67.815	1.096.561	262.787	327.890	1.817.560
Taxas regulamentares	17	37.558	-	-	-	-	-	37.558
Outros	20	19.394	42.166	10.801	-	-	47.831	120.192
Consumidores e concessionárias		19.394	13.682	-	-	-	47.831	80.907
EPE / FNDCT / PROCEL		-	1.458	10.801	-	-	-	12.259
Convênio de arrecadação		-	27.026	-	-	-	-	27.026
Total		658.703	146.154	350.626	2.854.849	707.237	807.128	5.524.697

h) Risco de crédito

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

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

(31) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2018 um valor de R\$ 3.867 (R\$ 3.011 em 2017) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 26).

(32) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2018	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	até 9 anos	3.670	4.646	4.018	4.804	17.138
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 9 anos	2.700.300	4.826.721	5.379.705	11.387.977	24.294.703
Compra de energia de Itaipu	até 9 anos	887.985	1.829.078	1.914.138	4.386.186	9.017.387
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 9 anos	754.145	1.880.429	2.362.396	4.589.426	9.586.396
Projetos de construção de subestação	até 2 anos	19.112	939	-	-	20.051
Total		4.365.212	8.541.813	9.660.257	20.368.393	42.935.675

(33) EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 99.909 (R\$ 128.438 em 31 de dezembro de 2017) (nota 13), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 47.831 (R\$ 44.473 em 31 de dezembro de 2017, nota 20).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta

forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

XXXXXXXXXXXX

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

MARIO ANTONIO COSTA CALDAS
Conselheiro

DIRETORIA

JOSÉ CARLOS SACILOTO TADIELLO
Diretor Presidente

FREITAS YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE
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 S-RS

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



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

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros e Acionistas da
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
São Leopoldo - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

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

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

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

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

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

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. 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.

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

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

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados com a preparação e revisão do plano de negócios, orçamento, estudos técnicos e análises quanto à probabilidade da existência de lucros tributáveis futuros. Com o suporte de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos a razoabilidade e consistência dos dados e premissas e das metodologias utilizadas pela Companhia na projeção de lucros tributáveis futuros, especialmente as relativas ao crescimento econômico projetado, volume e preço de venda de energia e as taxas de desconto e comparamos com dados disponíveis no mercado. Com o apoio dos nossos especialistas



da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos. Avaliamos ainda se as divulgações nas demonstrações financeiras consideram as informações relevantes.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o valor recuperável dos ativos fiscais diferidos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis 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.

Período anterior auditado por outros auditores

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, apresentadas como valores correspondentes nas demonstrações financeiras do exercício corrente, foram anteriormente auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado em 7 de março de 2018, sem modificação.

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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



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

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

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião.

Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manterem em continuidade operacional.

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

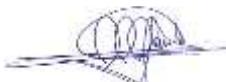
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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

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

Campinas, 11 de março de 2019

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-027612/F



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

Demonstrações Contábeis Regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

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

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Ativo			
Ativo Circulante		2.941.751	1.301.220
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	245.073	179.243
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	1.254.981	504.173
Serviços em Curso		53.801	-
Tributos Compensáveis	7	99.234	24.374
Almoxarifado Operacional		21.084	11.627
Investimentos Temporários		797	-
Ativos Financeiros Setoriais	8	1.086.856	477.410
Despesas Pagas Antecipadamente		71.250	9.257
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	9.811	-
Outros Ativos Circulantes	10	98.863	95.136
Ativo Não Circulante		8.665.707	3.683.439
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	145.776	113.340
Tributos Compensáveis	7	82.452	31.673
Depósitos Judiciais e Cauções	17	122.139	65.465
Tributos Diferidos	9	320.331	390.004
Ativos Financeiros Setoriais	8	406.838	191.180
Despesas Pagas Antecipadamente		157	-
Bens e Direitos para Uso Futuro		378	5.091
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	90.369	-
Investimentos Temporários		9.444	-
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		479.783	300.905
Imobilizado	11	6.768.539	2.518.256
Intangível	11	239.499	67.525
Total do Ativo		11.607.457	4.984.659

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

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

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Passivo			
Passivo Circulante		2.324.421	1.269.203
Fornecedores	12	583.565	405.418
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	331.931	32.133
Obrigações Sociais e Trabalhistas		41.514	29.846
Benefício Pós-Emprego	14	-	34
Tributos	16	148.014	76.443
Provisão para Litígios	17	-	87.565
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		121.107	-
Encargos Setoriais	15	169.713	127.861
Passivos Financeiros Setoriais	8	771.765	456.742
Outros Passivos Circulantes	18	156.811	53.161
Passivo Não Circulante		5.234.937	2.157.715
Fornecedores	12	138.138	128.438
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	3.593.478	1.342.197
Benefício Pós-Emprego	14	89.922	77.589
Tributos	16	8.919	18.839
Provisão para Litígios	17	231.292	82.813
Encargos Setoriais	15	53.617	38.939
Passivos Financeiros Setoriais	8	313.117	139.719
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	8.395	-
Outros Passivos Não Circulantes	18	80.845	73.964
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	717.214	255.217
Total do Passivo		7.559.358	3.426.918
Patrimônio Líquido			
Capital Social		2.788.106	1.495.084
Reservas de Capital		217.390	103.545
Outros Resultados Abrangentes		598.355	(36.314)
Reservas de Lucros		309.048	70.781
Prejuízos Acumulados		(20.488)	(67.299)
Ações em Tesouraria		-	(8.056)
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		155.688	-
Total do Patrimônio Líquido	20	4.048.099	1.557.741
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		11.607.457	4.984.659

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2018 e 2017

(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2018	2017
Receita / Ingresso	21	6.439.436	5.046.573
Fornecimento de Energia Elétrica		3.030.211	2.187.388
Suprimento de Energia Elétrica		111.662	13.667
Energia Elétrica de Curto Prazo		142.450	321.906
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		2.708.219	1.951.073
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		27.531	221.791
Serviços Cobráveis		11.522	20.160
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		407.842	302.239
Outras Receitas Vinculadas		-	28.349
Tributos		(2.048.264)	(1.469.855)
ICMS		(1.435.196)	(1.034.730)
PIS-PASEP		(109.330)	(77.615)
COFINS		(503.581)	(357.499)
ISS		(157)	(11)
Encargos - Parcela "A"		(759.830)	(617.246)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(18.491)	(14.669)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(18.491)	(14.669)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(679.059)	(449.615)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(4.681)	(3.094)
Outros Encargos		(39.109)	(135.199)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		3.631.342	2.959.472
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(2.652.466)	(2.235.224)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(2.199.326)	(2.002.027)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(453.139)	(233.197)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		978.876	724.248
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(757.039)	(676.808)
Pessoal e Administradores	23	(200.582)	(168.223)
Material		(31.431)	(20.373)
Serviços de Terceiros		(146.626)	(115.876)
Arrendamento e Aluguéis		(14.510)	(15.362)
Seguros		(910)	(783)
Doações, Contribuições e Subvenções		(927)	-
Provisões		(36.006)	(118.626)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(26.025)	-
(-) Recuperação de Despesas		3.417	2.066
Tributos		(1.516)	(689)
Depreciação e Amortização		(238.927)	(160.534)
Depreciação		(196.419)	(127.462)
Amortização		(42.508)	(33.072)
Gastos Diversos		(58.223)	(22.092)
Outras Receitas Operacionais		74.660	3.196
Outras Despesas Operacionais		(79.432)	(59.512)
Resultado da Atividade		221.837	47.440
Resultado Financeiro	24	(105.554)	(106.863)
Receitas Financeiras		210.468	113.203
Despesas Financeiras		(316.023)	(220.066)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		116.283	(59.423)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	107.952	44.796
Resultado Líquido do Exercício		224.236	(14.626)
Atribuível aos Acionistas Controladores		224.236	(14.626)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstração do Resultado Abrangente para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Resultado Líquido do Exercício	224.236	(14.626)
Outros Resultados Abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(10.944)	568
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(10.944)	568
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>213.292</u>	<u>(14.058)</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	213.292	(14.058)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

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

	Resultado Abrangente acumulado				Reservas de lucros			Ações em tesouraria	Prejuízos acumulados	Total	
	Capital social	Reserva de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros Resultados Abrangentes	Reserva Legal	Dividendo obrigatório não obrigatório	Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro				
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.386.558	-3.564	29.188	(56.439)	59.302	11.479	25.222	-	(8.056)	(87.446)	1.363.292
Resultado abrangente total											
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14.626)	(14.626)
Benefício do Ágio mais valor na Incorporação	-	99.981	-	-	-	-	-	-	-	-	99.981
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(9.551)	-	-	-	-	-	-	9.551	-
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	568	-	-	-	-	-	-	568
Mutações internas do patrimônio líquido											
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	-	(25.222)	-	-	25.222	-
Transações de capital com os acionistas											
Aumento de capital	45.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.000
Aumento de capital por Incorporação (AGE de 15/12/2017)	63.526	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63.526
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.495.084	103.545	19.557	(55.871)	59.302	11.479	0	-	(8.056)	(67.299)	1.557.741
Resultado abrangente total											
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	224.236	224.236
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.306)	(9.306)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	663.083	-	-	-	-	-	-	-	663.083
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(70.944)	-	-	-	-	-	-	(70.944)
Mutações internas do patrimônio líquido											
Resgate de ações em tesouraria	-	(8.056)	-	-	-	-	-	-	8.056	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	15.019	-	-	-	-	(15.019)	-
Constituição da reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	119.409	-	-	(119.409)	-
Transações de capital com os acionistas											
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	155.688	-	(155.688)	-
Incorporação acervo líquido - AGE de 31/12/2018 - (nota 1)	1.293.022	121.901	-	(17.470)	46.049	-	57.790	-	-	121.996	1.623.288
Saldo em 31 de dezembro de 2018	2.788.106	217.390	682.640	(84.285)	120.370	11.479	177.199	155.688	-	(20.488)	4.048.099

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstração dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	224.236	(14.626)
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	42.508	33.072
Depreciação	196.419	127.462
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	77.846	(6.545)
Imposto de renda e Contribuição social	(107.828)	(44.796)
Juros e variações monetárias	158.721	214.908
Obrigações pós-emprego	9.811	9.822
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	26.026	28.515
Provisões para litígios	19.181	78.329
	<u>646.920</u>	<u>426.141</u>
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(105.871)	112.987
Depósitos vinculados a litígios	9.731	(21.112)
Tributos compensáveis	(8.712)	785
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	10.332	-
Ativos financeiros setoriais	1.441	(47.694)
Outros ativos operacionais	(125.347)	7.019
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(85.054)	25.603
Fornecedores	(222.006)	(38.129)
Passivos financeiros setoriais	(18.818)	(169.358)
Obrigações pós-emprego	(8.990)	(6.168)
Salários e encargos sociais	-	-
Tributos e contribuição social	(21.354)	(20.610)
Provisões para litígios pagos	(72.763)	(19.074)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	48.906	-
Outros passivos operacionais	49.821	43.736
Caixa gerado (consumido) pelas atividades de investimento	<u>98.236</u>	<u>294.126</u>
Encargos de dívidas pagos	(118.690)	(140.762)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(54.374)	(14.521)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	<u>(74.828)</u>	<u>138.843</u>
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	508	-
Adições do imobilizado e intangível	(473.101)	(411.980)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	<u>(472.593)</u>	<u>(411.980)</u>
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Aumento de capital por acionistas controladores	-	45.000
Captação de empréstimos e debêntures	1.852.462	219.887
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(1.377.687)	(19.834)
Liquidação de operações com derivativos	(22.163)	-
Operações de mútuo com controladas e coligadas	72.290	-
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	<u>524.902</u>	<u>245.053</u>
Saldo de caixa oriundo de Incorporação	88.349	61.402
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	65.830	33.318
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	179.243	145.925
No fim do exercício	245.073	179.243

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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – No exercício de 2018, ocorreu a incorporação da distribuidora Rio Grande Energia S.A. ("RGE") ("Incorporada"), pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul", cujo nome fantasia foi alterado para "RGE", ou "Incorporadora"). Em 04 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o agrupamento das concessões das duas empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial, apurado em 31 de outubro de 2018, da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018.

Como resultado do agrupamento, a nova RGE passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 381 municípios localizados no Estado do Rio Grande do Sul, atendendo às demandas de 2,9 milhões de clientes.

Em 2018, a nova RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 20,8% em relação ao exercício de 2017. Destaca-se a classe residencial, que registrou um aumento de 20,1% ante 2017. Se considerarmos o total das vendas das duas distribuidoras agrupadas, as vendas de energia para o mercado cativo teriam registrado um aumento de 1,3%, na comparação de 2018 com 2017.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes, o que também fez com que a RGE Sul, em 2018, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, na categoria de Melhor Avaliação pelo Cliente de distribuidoras com mais de 500 mil consumidores.

Perfil – Como resultado do agrupamento das concessões, a nova RGE Sul passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguai e São Borja, atendendo 2,9 milhões de consumidores cativos e 858 consumidores livres. Em 2018, a Concessionária distribuiu 8.177 GWh ao mercado cativo e 3.199 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – Considerando o agrupamento, no ano de 2018 foram faturadas 2.871 mil unidades consumidoras. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial.

Número de Consumidores					
Consumidores	2014	2015	2016	2017	2018
Residencial	1.082.787	1.100.385	1.110.815	1.121.941	2.397.506
Comercial	85.568	85.241	84.153	88.075	180.373
Industrial	7.839	7.590	7.183	7.221	20.132
Rural	109.270	104.771	107.108	109.005	248.448
Poderes Públicos	8.973	9.084	9.125	9.042	20.766
Iluminação Pública	111	111	111	110	441
Serviço Público	992	981	993	1.005	3.443
Total	1.295.540	1.308.163	1.319.488	1.336.399	2.871.109
Varição		1,0%	0,9%	1,3%	114,8%

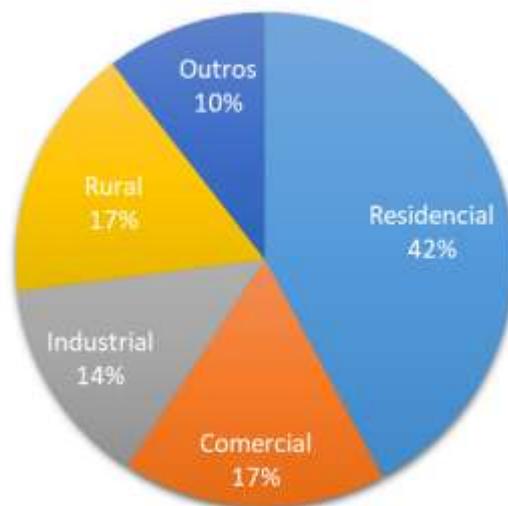
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da RGE Sul, no período de janeiro a dezembro de 2018, totalizou 11.376 GWh, sendo 8.177 GWh para o mercado cativo (6.769 GWh em 2017) e 3.199 GWh para o mercado livre (2.077 GWh em 2017).

Na área de concessão o desempenho positivo reflete o crescimento das principais classes de consumo sendo Residencial, Comercial e Industrial. O desempenho da classe industrial reflete a recuperação de relevantes setores de atividade na área de concessão, tais como fabricação de produtos de Borracha e Plástico, fabricação de máquinas e equipamentos e fabricação de produtos de fumo.

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

Mercado Atendido					
Mercado Atendido - GWh	2014	2015	2016	2017	2018
Energia Faturada	8.419	7.811	7.376	6.769	8.177
Fornecimento	8.345	7.746	7.304	6.717	7.570
Residencial	2.812	2.594	2.648	2.657	3.191
Comercial	1.340	1.255	1.192	1.120	1.298
Industrial	2.062	1.886	1.429	893	1.034
Rural	1.477	1.370	1.394	1.408	1.255
Poderes Públicos	210	202	205	203	239
Iluminação Pública	221	223	224	225	292
Serviço Público	224	216	213	211	262
Suprimento p/ agentes de dist	74	65	72	52	607
Uso da Rede de Distribuição	1.108	1.057	1.408	2.077	3.199
Consumidores Livres/Dist.	1.108	1.057	1.068	1.733	2.806
Consumidores Rede Básic	-	-	341	344	393
Total	9.527	8.868	8.784	8.846	11.376
Varição		-6,9%	-0,9%	0,7%	28,6%

Consumo por classe de consumidores - 2018



■ Residencial ■ Comercial ■ Industrial ■ Rural ■ Outros

Perdas – Segue abaixo a análise dos indicadores de Perdas em cada uma das Distribuidoras agrupadas:

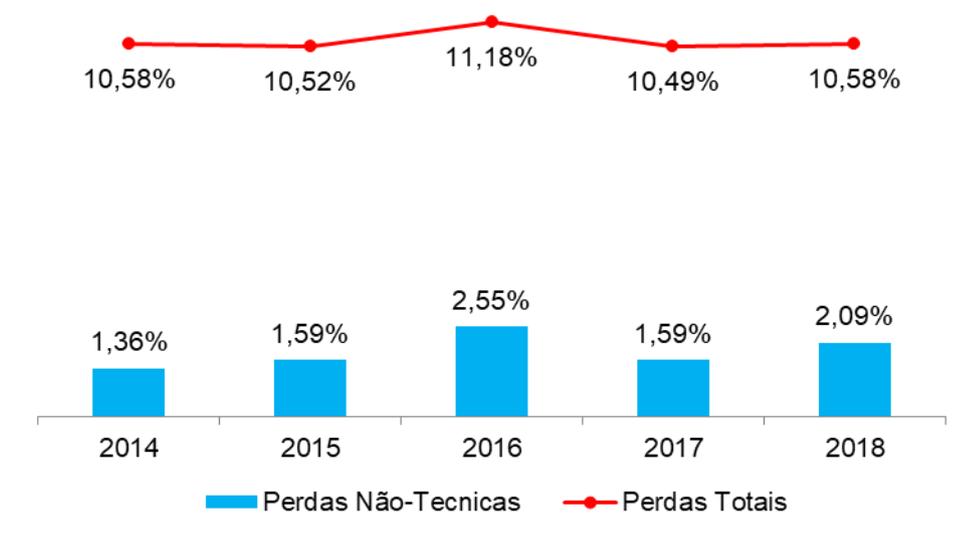
RGE:

A RGE 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 10,49% e 10,58%, considerando perdas na rede básica.

Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2017 e 2018, foram respectivamente, 9,17% e 9,16%.

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2018 recuperou 118,6 GWh, por intermédio de 72 mil inspeções.

Balço Energético					
Energia Requerida	2014	2015	2016	2017	2018
Venda de Energia	8.201	7.946	8.026	7.865	7.982
Fornecimento	6.884	6.638	6.675	6.502	6.619
Suprimento p/ agentes de distribuição	1.316	1.308	1.351	1.363	1.363
Consumidores Livres/Dist./Ger.	2.084	1.913	2.028	2.412	2.566
Consumidores Rede Básica	104	84	77	84	95
Mercado Atendido	10.388	9.943	10.131	10.361	10.643
Perdas na Rede Básica	146	154	164	169	186
Perdas na Distribuição	1.083	1.015	1.111	1.046	1.073
Perdas Técnicas	925	838	820	862	825
Perdas não Técnicas - PNT	158	177	291	184	248
PNT / Energia Requerida %	1,36%	1,59%	2,55%	1,59%	2,09%
Perdas Totais - PT	1.229	1.168	1.276	1.215	1.259
PT / Energia Requerida %	10,58%	10,52%	11,18%	10,49%	10,58%
Total	11.617	11.111	11.406	11.576	11.902



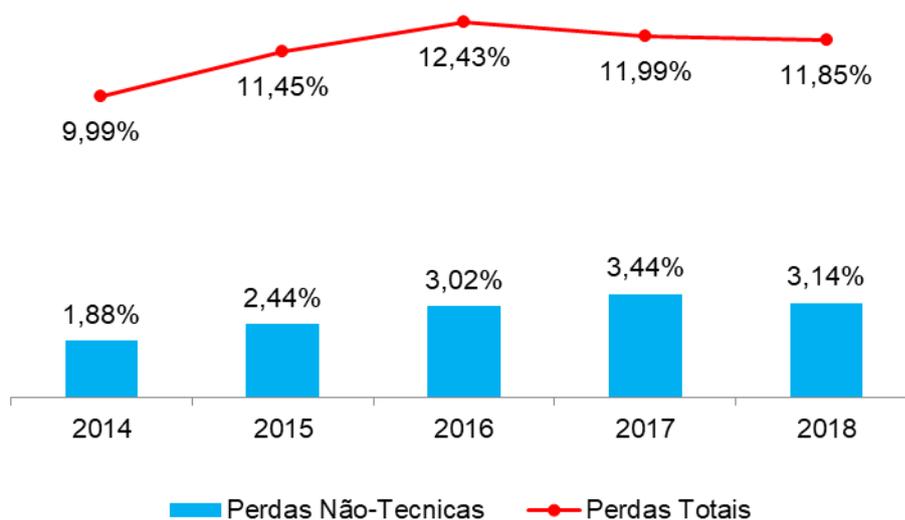
RGE Sul:

A RGE Sul 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 11,99% e 11,85%, 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, 10,25% e 10,09%.

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2018 recuperou 180,1 GWh por intermédio de 59 mil inspeções.

Balço Energético					
Energia Requerida	2014	2015	2016	2017	2018
Venda de Energia	8.348	7.748	7.307	6.772	6.828
Fornecimento	7.791	7.190	6.744	6.242	6.306
Suprimento p/ agentes de distribuição	557	559	562	530	522
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.178	1.088	1.543	1.759	1.989
Consumidores Rede Básica	-	-	-	372	399
Mercado Atendido	9.526	8.837	8.850	8.903	9.217
Perdas na Rede Básica	192	207	205	197	205
Perdas na Distribuição	865	936	1.052	1.016	1.035
Perdas Técnicas	666	693	747	669	707
Perdas não Técnicas - PNT	199	243	305	348	328
PNT / Energia Requerida %	1,88%	2,44%	3,02%	3,44%	3,14%
Perdas Totais - PT	1.058	1.143	1.256	1.213	1.239
PT / Energia Requerida %	9,99%	11,45%	12,43%	11,99%	11,85%
Total	10.584	9.980	10.106	10.116	10.456

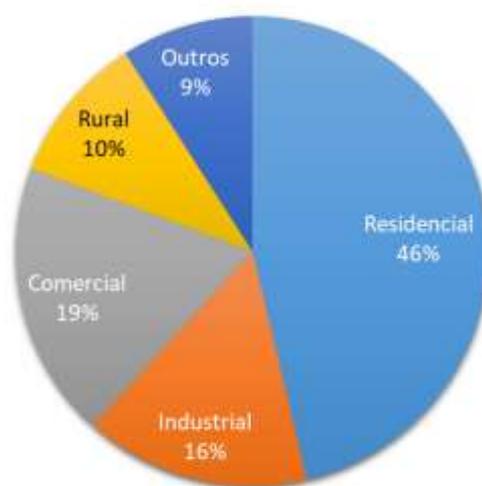


Importante observar que o índice de perdas resultante **não é o utilizado para fins regulatórios ou divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas na rede básica. Logo, o índice apresentado neste relatório está mais alto que o regulatório normalmente utilizado, inclusive calculado pela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

Receita – Considerando o agrupamento das concessões, a receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 875 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2018	2017	%
Residencial	2.810.590	1.140.514	146,43%
Industrial	937.545	460.821	103,45%
Comercial	1.154.270	527.076	118,99%
Rural	620.424	228.831	171,13%
Outros	548.971	230.774	137,88%
Total	6.071.801	2.588.015	134,61%

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 – Devido ao agrupamento das concessões, o número de consumidores em 2018 somou 2.871 mil, conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores			
Classe	2018	2017	%
Residencial	2.397.506	1.121.941	113,7%
Comercial	180.373	88.075	104,8%
Industrial	20.132	7.221	178,8%
Rural	248.448	109.005	127,9%
Outros	24.650	9.042	172,6%
Total	2.871.109	1.336.399	114,8%

Tarifas – Seguem abaixo as tarifas médias de fornecimento de energia elétrica das Distribuidoras agrupadas.

A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da RGE Sul em 2018, atingiu R\$ 447,92/MWh, com aumento de 2,1% com relação a 2017. Tal variação decorre do efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.385, de 17 de abril de 2018, vigente de 19 de abril de 2018 a 18 de abril de 2019.

A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da RGE em 2018, atingiu R\$ 449,24/MWh, com aumento de 14,2% com relação a 2017. Tal variação decorre do efeito do Revisão Tarifária Periódica (RTP), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.401, de 12 de junho de 2017, vigente de 19 de junho de 2017 a 18 de junho de 2018.

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh	
	RGE	RGE Sul
Residencial	497,84	526,74
Industrial	426,76	503,94
Comercial	477,31	522,57
Rural	344,98	310,65
Outros	367,43	268,66

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".

Distribuidora	Tarifa por faixa de consumo > Tarifas brutas -R\$	
	Até 50 kWh	Acima de 50 kWh
RGE	634,35	809,56
RGE Sul	659,10	659,10

Para as tarifas por faixa de consumo foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 50 kWh e acima de 50 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, detalhando os resultados das distribuidoras agrupadas:

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC									
	DEC (horas)					FEC (n° vezes)				
	2018	2017	2016	2015	2014	2018	2017	2016	2015	2014
RGE	13,43	14,17	14,44	15,98	18,77	6,30	7,74	7,56	8,33	9,14
RGE Sul	15,56	7,62	19,45	19,11	17,75	5,89	7,62	9,41	8,42	8,87

*Valores anualizados

Atendimento ao consumidor – A CPFL Energia, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para

o cliente de baixa tensão, que são as Agências de Atendimento. Essa estrutura está presente em toda a área de concessão do Grupo CPFL, composto de 571 municípios, e é dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, realizam negociações de débitos de contas regulares e de irregularidade, recebem solicitações de ressarcimento de danos ou encaminham, bem como são responsáveis pelo relacionamento com imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão, no ano de 2017 houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 7 milhões.

Na nova RGE Sul, essa estrutura é composta por 27 agências de atendimento, 329 agentes credenciados (rede conveniada) e 462 imobiliárias, responsáveis por 2.472.932 mil atendimentos em 2018.

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

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 50 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- *Site* CPFL;
- Aplicativo CPFL Energia;
- 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, na Rio Grande Energia (RGE) 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)** Arquivo Eletrônico de tributos **(vi)** Ariba **(vii)** Entrega da Obrigação Fiscal do Reinf (SAP TDF) **(viii)** Prontuário Eletrônico **(ix)** Sistema para apurar, sob demanda, as cargas para os esquemas PCMC e ERAC do NOS **(x)** CWSi Comercial

Em 2018, na RGE Sul os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Portal Financeiro **(ii)** Risco de Mercado (MRA/MTM) **(iii)** Entrega da Obrigação Fiscal do Reinf (SAP TDF) **(iv)** Sistema para apurar, sob demanda, as cargas para os esquemas PCMC e ERAC do NOS **(v)** CWSi Comercial **(vi)** Fronteira – RGE Sul.

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 nova RGE Sul alcançou receita líquida de R\$ 6.439 mil e um lucro líquido de R\$ 224 milhões.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

Em R\$ mil	2018	2017
Lucro Líquido	224.236	(14.626)
Depreciação e Amortização	238.927	160.534
Resultado Financeiro	105.554	106.863
Impostos sobre o Lucro	(107.952)	(44.796)
EBITDA	460.765	207.975

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 461 milhões em 2018, se considerarmos o agrupamento das concessões. Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



Investimentos - Em 2018, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na nova RGE Sul, totalizaram R\$ 670 milhões, um aumento de 137,8% em relação à 2017. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 4.090 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
AIS Bruto	208.071	281.981	670.462	644.028	771.873	889.053	939.170	845.821
Transformador de Distribuição	29.425	37.510	83.268	84.636	94.806	107.035	105.466	101.507
Medidor	22.582	20.048	26.219	32.091	34.955	34.155	34.670	36.097
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	29.714	60.335	158.314	117.374	127.849	124.922	126.807	132.027
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	86.871	106.371	330.758	314.193	351.945	397.345	391.519	376.822
Redes Alta Tensão (69 kV)	8.807	10.658	21.827	30.623	49.913	54.042	75.931	53.325
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	809	25.723	1.719	2.584	11.355	31.231	34.649	22.215
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	1.549	12	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	-	177	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	14.252	6.571	8.402	34.812	56.742	61.435	86.319	60.620
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	6.866	9.448	9.217	4.050	17.801	48.961	54.319	34.826
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	88	-	28	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	8.660	3.767	30.520	23.665	26.509	29.928	29.489	28.382
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(9.809)	(14.933)	(37.062)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(9.517)	(7.564)	(37.062)	-	-	-	-	-
Outros	(293)	(7.369)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(293)	(7.369)	-	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	(293)	(7.369)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2018R	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Plano de Investimentos 2018	670.462	644.028	771.873	889.053	939.170	845.821
R\$ Mil	2018P	2019P	2020P	2021P		
Plano de Investimentos 2017	658.812	757.940	856.500	961.136		
Diferença	1,8%	-15,0%	-9,9%	-7,5%		

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

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

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

elétricos da Distribuição, enquanto os números divulgados junto à CVM incluem também investimentos em ativos não elétricos.

Captações de recursos – Para viabilizar o programa de investimentos, a RGE utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 530 milhões) e emitiu debêntures (R\$ 219,6 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia emitiu debêntures (R\$ 520 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 1.573 milhões) e com o Banco IBM (R\$ 7,3 milhões).

Valor adicionado – Em 2018, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE Sul foi de R\$ 3.190.463 mil, representando 50% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2018	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	199.299	6,2%
Remuneração direta	112.567	3,5%
Benefícios	78.177	2,5%
F.G.T.S.	8.555	0,3%
Impostos, taxas e contribuições	2.456.949	77,0%
Federais	1.020.308	32,0%
Estaduais	1.435.906	45,0%
Municipais	735	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	233.836	7,3%
Juros	216.171	6,8%
Aluguéis	17.665	0,6%
Remuneração de capital próprio	300.379	9,4%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	110.956	3,5%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	155.688	4,9%
Lucros retidos	33.735	1,1%
Total	3.190.463	100,0%

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2018 foi de R\$ 6.439.436 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.

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das áreas de concessões que estão abrangidas pelos Contratos de Concessão nºs 012/1997 e 013/1997, que pertencem respectivamente às distribuidoras de energia RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“incorporadora”) e Rio Grande Energia S.A. (“incorporada”), que a partir de 01 de janeiro de 2019 passa a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., com nome fantasia de RGE.

Em 31 de dezembro de 2018 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”), que aprovou a incorporação do acervo líquido da incorporada, avaliado na data base de 31 de outubro de 2018,

através do laudo de avaliação que em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. foi revisado pelos auditores Independentes.

Em decorrência do Agrupamento e consequente transferência do acervo da RGE para a RGE Sul, a RGE deixa de existir e o capital social da RGE Sul passa de R\$ 1.495.084.206,07 (um bilhão, quatrocentos e noventa e cinco milhões, oitenta e quatro mil, duzentos e seis reais e sete centavos), para R\$ 2.788.106.505,07 (dois bilhões, setecentos e oitenta e oito milhões, cento e seis mil, quinhentos e cinco reais e sete centavos), dividido em 1.125.427 (um milhão, cento e vinte e cinco mil, quatrocentas e vinte e sete) ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

Para o aumento de capital de R\$ 1.293.022 foram emitidas 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia que por consequência passou a deter o percentual de 89,01% do capital social da RGE Sul, restando a CPFL Brasil o percentual de 10,99%.

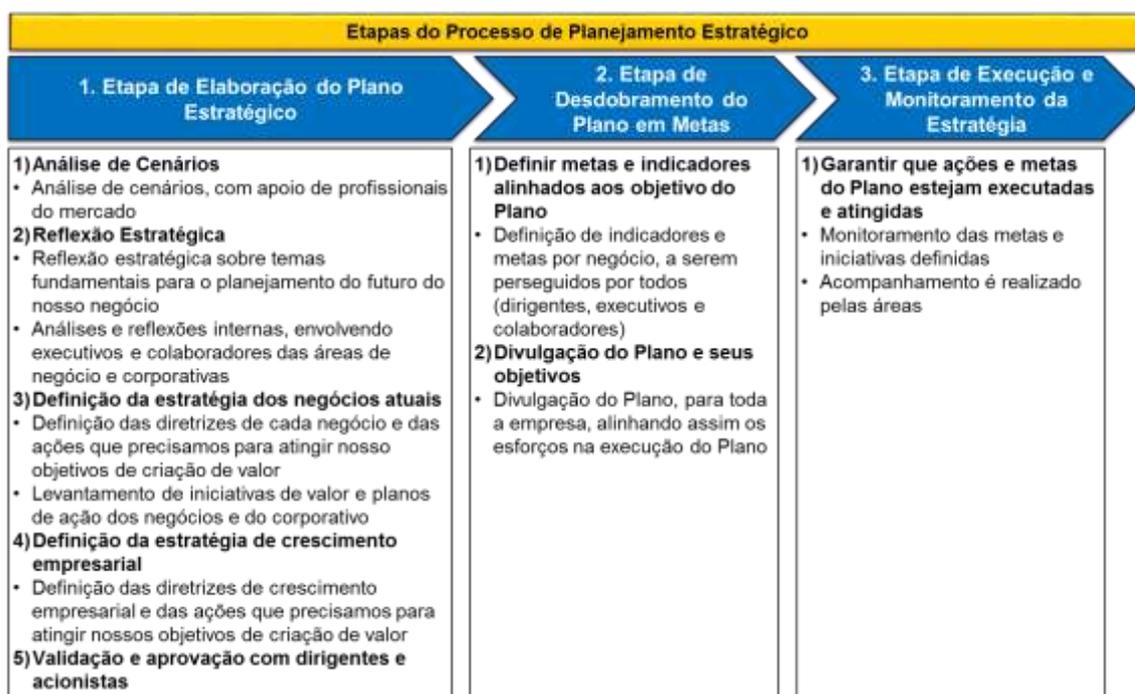
Nas AGE's realizadas em 30 de novembro de 2018 e 31 de dezembro de 2018 na incorporada (nota 1), foi aprovada a declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 110.956 (R\$ 94.313 líquido do IRRF), atribuindo-se por ação ordinária o valor de R\$ 98,590135122 (R\$ 83,801614854 líquido do IRRF).

Para maiores detalhes, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2017 em www.cpfl.com.br/ri.

Composição acionária – A RGE Sul é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2018, o capital social da RGE Sul era de R\$ 2.788.106.505,07, composto por 1.125.427 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

Em decorrência do agrupamento de concessões descrito no item "Política de reinvestimento e distribuição de dividendos" acima, na Assembléia Geral Extratornária ("AGE") realizada em 31/12/2018 foi aprovado um aumento de capital de R\$ 1.293.022 relativo a acervo líquido da incorporada, com a emissão de 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia. Adicionalmente na mesma AGE foi aprovado o cancelamento das 815 ações no montante de R\$ 8.056 que a Companhia detinha em tesouraria, que com base no item II do artigo nº 200 da Lei das S/As foram resgatadas (canceladas) com saldo de reserva de capital existentes.

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



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

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

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

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



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

Estes são os canais formais de divulgação:

- Campanhas internas: direcionadores em *banners* e cartazes em diferentes locais;
- Apresentação de vídeo: com as principais diretrizes do plano estratégico da companhia;
- Apresentações formais nas áreas: reuniões com grupos de liderança para reforço do plano;
- Portal de Planejamento Estratégico (*intranet*): local onde é disponibilizado um resumo com o processo de planejamento estratégico e com os principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

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

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

Gestão pela qualidade total – Em 2018, as atividades compreenderam: (i) a manutenção das certificações do Sistema de Gestão Integrado, que compreende as normas NBR ISO 9001, ISO 14001, ISO/IEC 27001 e OHSAS 18001; (ii) upgrade para a versão 2015 da norma NBR ISO 14001; (iii) expansão da plataforma “ColaborAtivo” para gerenciamento do programa de 5S da companhia; (vi) criação da plataforma “Comitês Internos” para gestão dos comitês de gestão.

Recursos humanos – Em 2018, a nova RGE Sul investiu cerca de 2,4 milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

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

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

Em 2018, **2.560 colaboradores** foram alcançados pelas atividades da Universidade CPFL (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), o que representa **11,13 horas de treinamento** por colaborador neste período.

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

RGE Sul em números

Atendimento	2018	2017	%
Número de consumidores	2.871.569	1.336.500	114,9%
Número de empregados ¹	416	58	617,2%
Número de consumidores por empregado	6.903	23.043	-70,0%
Número de localidades atendidas	381	118	222,9%
Número de agências	27	20	35,0%
Número de postos de atendimento	329	82	301,2%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2018	2017	%
Número de subestações	147	63	133,3%
Linhas de transmissão (Km)	4.386	2.183	100,9%
Linhas de distribuição (Km)	151.899	66.128	129,7%

Mercado	2018	2017	%
Área de concessão (Km ²)	182.904	99.512	83,8%
Demanda máxima (MWh/h)	4.198	2.019	107,9%
Mercado atendido (GWh)	11.376	8.846	28,6%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	1.331	2.368	-43,8%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	65,50	94,30	-30,5%

RGE

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh	
	2018	2017
Residencial	497,84	433,36
Industrial	426,76	377,65
Comercial	477,31	420,75
Rural	344,98	300,58
Outros	367,43	322,60

RGE Sul

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh	
	2018	2017
Residencial	526,74	469,47
Industrial	503,94	627,80
Comercial	522,57	482,89
Rural	310,65	252,26
Outros	268,66	380,36

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC			
	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2018	2017	2018	2017
RGE	13,43	14,17	6,30	7,74
RGE Sul	15,56	7,62	5,89	7,62

*Valores anualizados

Financeiros	2018	2017	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	6.439.436	5.046.573	27,6%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	3.631.342	2.959.472	22,7%
Resultado da atividade (R\$ mil)	221.837	47.440	367,6%
Margem operacional do serviço líquida (%)	6,11%	1,60%	281,1%
EBITDA OU LAJIDA	207.975	207.975	0,0%
Lucro líquido (R\$ mil)	224.236	(14.626)	-1633,1%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	4.048.099	1.557.741	159,9%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	5,54%	-0,94%	-690,0%
Endividamento (R\$ mil)	3.833.623	1.374.330	178,9%
Em moeda nacional (%)	59%	100%	-40,7%
Em moeda estrangeira (%)	41%	-	-

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 RGE Sul. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente.

Porto Alegre, 26 de abril de 2019.

A Administração

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2018 e 2017
(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

A sede administrativa da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais estão Bento Gonçalves, Canoas, Caxias do Sul, Gravataí, Novo Hamburgo, Passo Fundo, São Leopoldo e Santa Maria, atendendo a aproximadamente 2,9 milhões de consumidores.

Agrupamento de Concessões de Distribuição – Incorporação do Acervo Contábil da Rio Grande Energia S.A. (“RGE”)

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das áreas de concessões que estão abrangidas pelos Contratos de Concessão nºs 012/1997 e 013/1997, que pertencem respectivamente às distribuidoras de energia RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“incorporadora”) e Rio Grande Energia S.A. (“incorporada”), que a partir de 01 de janeiro de 2019 passa a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., com nome fantasia de RGE, mantendo o direito de exploração das atividades de distribuição por um prazo de 30 anos vigente até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

Em 31 de dezembro de 2018 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”), que aprovou a incorporação do acervo líquido da incorporada, avaliado na data base de 31 de outubro de 2018, através do laudo de avaliação que em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. foi revisado pelos auditores Independentes.

Com o agrupamento a área de concessão da Companhia passou a contemplar 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3 milhões de consumidores.

O referido agrupamento das concessões visa a otimização de custos administrativos e operacionais, com economias de escala e sinergia, atingindo o principal objetivo da Resolução Normativa ANEEL nº 716/2016 e foi viabilizado por meio de uma operação societária de incorporação do acervo líquido contábil da RGE (“Incorporada”) pela RGE Sul (“Incorporadora”), com a consequente extinção da Incorporada. A razão social remanescente após o agrupamento é o da RGE Sul, nome fantasia de RGE.

O acervo líquido contábil da incorporada apurado na data base de 31 de outubro de 2018, está demonstrado abaixo:

ATIVO		PASSIVO	
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	Fornecedores	409.852
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	Empréstimos e financiamentos	981.335
Tributos a compensar	85.531	Debêntures	949.170
Ativo financeiro setorial	324.966	Impostos, taxas e contribuições	106.369
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795
Depósitos judiciais	63.566	Encargos setoriais	123.509
Derivativos	38.412	Provisões para contingências	88.038
Créditos fiscais diferidos	70.928	Outros passivos	103.758
Intangível	1.493.056	Total do Passivo	2.788.826
Outros ativos	90.966		
Total do Ativo	4.728.517	Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Este acervo líquido contábil incorporado pela RGE Sul foi reconhecido contabilmente em 31 de dezembro de 2018 da seguinte forma:

Reserva Capital - Benefício Fiscal do Intangível Incorporado	121.901
Reserva de Lucros - Reserva Legal	46.048
Reserva de Lucros - Retenção de Lucros Para Investimento	46.890
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	57.790
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	8.354
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(17.470)
Lucros Acumulados	383.156
Aumento de Capital	1.293.022
Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Para o aumento de capital de R\$ 1.293.022 foram emitidas 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia que por consequência passou a deter o percentual de 89,01% do capital social da RGE Sul, restando a CPFL Brasil o percentual de 10,99%.

De acordo com o artigo 224 da Lei das S.As, no Instrumento Particular de Protocolo de Incorporação e Instrumento de Justificação celebrado entre as distribuidoras em 31 de dezembro de 2018, ficou acordado que a variação patrimonial do acervo líquido contábil da incorporada ocorrida entre a data base do Laudo de Avaliação (31/10/2018) e a data da efetiva incorporação (31/12/2018) foi reconhecido na incorporadora, sendo refletida em contas de resultado quando aplicável, com contrapartida em contas patrimoniais.

A variação do acervo líquido para data base de 31 de dezembro de 2018, bem como o movimento de resultado dos meses de novembro e dezembro de 2018 da incorporada que foram incorporados, está demonstrado abaixo:

	Acervo Líquido Contábil - Data Base			Demonstração de Resultado	Movimento de Nov e Dez/18
	31/10/2018	Varição	31/12/2018		
ATIVO				Receita Operacional	1.016.710
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	(57.885)	30.464	Fornecimento de energia elétrica	798.916
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	(47.512)	671.174	Suprimento de energia elétrica	35.926
Tributos a compensar	85.531	17.987	103.518	Receita de disponibilidade da rede - TUSD	69.305
Ativo financeiro setorial	324.966	(40.612)	284.354	Ativo e passivo financeiro setorial	(44.856)
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	63.303	1.817.360	Receita de construção	90.920
Depósitos judiciais	63.566	(112)	63.454	Ativo financeiro da concessão	2.636
Derivativos	38.412	10.718	49.130	Outras receitas operacionais	63.863
Créditos fiscais diferidos	70.928	(11.171)	59.757	Deduções da Receita Operacional	(414.795)
Intangível	1.493.056	14.631	1.507.687	ICMS	(218.150)
Outros ativos	90.966	36.505	127.471	PIS e Cofins	(85.573)
Total do Ativo	4.728.517	(14.148)	4.714.369	Conta Desenv Energético - CDE	(109.782)
				Outras deduções da receita	(1.290)
PASSIVO				Receita Operacional Líquida	601.914
Fornecedores	409.852	(103.134)	306.718	Custos e Despesas Operacionais	(528.007)
Empréstimos e financiamentos	981.335	255.964	1.237.299	Custo do Serviço de Energia Elétrica	(316.669)
Debêntures	949.170	(240.933)	708.237	Pessoal	(25.720)
Impostos, taxas e contribuições	106.369	(39.842)	66.527	Material	(5.834)
Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795	94.312	121.107	Serviço de Terceiros	(28.677)
Encargos setoriais	123.509	(27.396)	96.113	Custo com construção da infraestrutura	(90.920)
Provisões para contingências	88.038	4.608	92.646	Amortização de intangível de concessão	(29.001)
Outros passivos	103.758	78.745	182.503	Outras despesas operacionais	(31.186)
Total do Passivo	2.788.826	22.324	2.811.150	Resultado do Serviço	73.907
Acervo Líquido Contábil	1.939.691	(36.472)	1.903.219	Resultado Financeiro	(10.336)
				Receitas Financeiras	15.459
				Despesas Financeiras	(25.795)
Cconciliação da Variação do Acervo Líquido Contábil				Resultado Antes dos Tributos	63.571
Acervo líquido contábil em 31/10/2018	1.939.691			Contribuição Social	3.941
Resultado de novembro de dezembro/2018	77.891			Imposto de Renda	10.379
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	(1.694)			Resultado Líquido do Exercício	77.891
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(1.713)				
Declaração de juros sobre o capital próprio	(110.956)				
Acervo líquido contábil em 31/12/2018	1.903.219				

1.1. Setor Elétrico no Brasil

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

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

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

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

Consumidores livres são aqueles cuja demanda exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

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

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

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

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

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

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

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

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

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

2.2 Base de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo; e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A

classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1 e 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) estão apresentadas na nota 28 de Instrumentos Financeiros; e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

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

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

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

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

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

3.1 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. 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:

- 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.
- Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

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

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

- Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários

3.3 Imobilizado em serviço

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

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

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

3.4 Imobilizado em curso

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

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

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

3.5 intangível

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

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

3.6 Obrigações especiais vinculadas à concessão

Estão representadas pelos custos nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias, 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.

Reserva de reavaliação compulsória: é realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

3.7 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória

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

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara 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 e suas atualizações. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia considerou o processo de revisão tarifária da data-base de 31 de outubro de 2017, que foi aprovada pela Resolução Homologatória 2.401/2018, demonstrado na Nota Técnica RGE n.º 135/2018-SGT/ANEEL. Adicionalmente antes do processo de concessões descrito na nota 1, a incorporada Rio Grande Energia S.A. teve sua última reavaliação registrada no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de dezembro de 2017, que foi aprovada pelo Resolução Homologatória 2.385/2018, demonstrado na Nota Técnica RGE SUL n.º 76/2018 SGT/ANEEL.

3.8 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- Ativos financeiros

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

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

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

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

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

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

- Ativos não financeiros

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

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

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

3.9 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.10 Benefícios a empregados

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

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

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

3.11 Dividendo e juros sobre capital próprio

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

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

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

3.12 Reconhecimento de receita

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

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura)

e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

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

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

3.13 Imposto de renda e contribuição social

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

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

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

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

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

3.14 Subvenção governamental - CDE

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

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

3.15 Ativo e passivo financeiro setorial

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

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

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e

- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

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

3.16 Novas normas e interpretações vigentes adotadas na Contabilidade Societária e não 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\$ 6.623 (R\$ 4.371 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\$ 24.932 (R\$ 16.454 líquido dos efeitos tributários).

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

Os ativos financeiros setoriais registrados na Companhia relativos ao mecanismo de definição de tarifa, quanto a diferença temporal entre os custos orçados e aqueles que são efetivamente incorridos, eram registrados anteriormente como “empréstimos e recebíveis” de acordo com os requerimentos do CPC 38. Após a aplicação do CPC 48, estes ativos financeiros passaram a ser classificados como custo amortizado. No exercício de 2018 o valor registrado referente a estes ativos é de R\$ 408.813 (R\$ 72.129 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.

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 e 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\$ 25.560 (nota 21).

e) ICPC 21 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

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

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

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

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

d) 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.

e) 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.

f) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2015 - 2017

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

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

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

Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações contábeis regulatórias.

4. DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

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

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

- Instrumentos financeiros

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

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Saldos bancários	54.381	49.036
Aplicações financeiras	<u>190.692</u>	<u>130.207</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	66	-
Certificado de depósito bancário (b)	142.667	130.147
Operações compromissadas em debêntures (b)	47.959	-
Fundos de investimento (c)	-	61
Total	<u>245.073</u>	<u>179.243</u>

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

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados				Total em 31/12/2018	Total em 31/12/2017	
	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas				Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos				
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Devidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			Provisão p/ Devedores Devidosos
Fornecimento de Energia	929.483	219.495	24.955	99.577	18.281	(38.253)	14.609	104.914	5.634	8.672	(33.957)	1.263.350	588.629
Residencial	277.792	144.022	13.934	117	89	(8.785)	6.455	12.043	3.134	2.290	(8.452)	441.608	158.859
Industrial	59.488	21.312	3.194	1.980	5.592	(10.931)	3.782	3.615	754	756	(6.613)	82.328	20.137
Comercial	184.176	27.847	4.188	5.152	4.761	(11.781)	1.866	22.470	1.071	5.164	(16.599)	149.156	53.095
Rural	52.894	12.255	1.922	3.299	1.228	(3.438)	476	2.492	361	89	(2.529)	68.958	31.349
Poderes Públicos	22.685	9.467	587	118	118	(782)	260	5.759	26	1	(742)	37.490	16.522
Iluminação Pública	10.630	2.859	8	5	6.414	(758)	1.839	55.821	288	373	(22)	77.255	112.236
Serviço Público	35.275	350	14	5	-	(886)	321	3.314	-	-	(8)	28.475	14.941
Serviço Taxado	871	1.382	238	-	-	(0)	-	-	-	-	-	2.491	300
Fornecimento Não Faturado	375.844	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	375.844	183.571
(-) Anulação Processo Classif.	(255)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(255)	(3.381)
Participação Financeira	956	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	956	-
Encargos Tarifários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.165
Outros consumidores	82.493	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82.493	-
Suplemento Energia - Moeda Nacional	39.539	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.539	841
Encargos de Uso da Rede Elétrica	2.915	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.915	1.792
Suplemento/Encargo Rede Não Faturado	11.585	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.894
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.503
Exposição de Preços Entre Submercados (nota 35)	-	-	-	-	440.820	-	-	-	-	-	-	440.820	-
Provisão para Perda com Cálculos Decorrentes de Preços Entre Submercados	-	-	-	-	-	(440.820)	-	-	-	-	-	(440.820)	-
TOTAL	1.966.810	219.495	24.955	99.577	18.281	(38.253)	14.609	104.914	5.634	8.672	(33.957)	1.400.750	617.513

Circulares	1.254.561	584.173
Não Circulares	145.776	113.340
Total	<u>1.400.758</u>	<u>617.513</u>

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

Saldo em 31/12/2016	(72.066)
Provisão revertida (constituída)	(28.515)
Baixa de contas a receber provisionadas	42.919
Saldo em 31/12/2017	(57.662)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	(31.019)
Provisão revertida (constituída)	(31.442)
Recuperação de receita	4.030
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.102)
Baixa de contas a receber provisionadas	57.985
Saldo em 31/12/2018	(72.210)

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

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

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	8.215	1.976
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	22.882	5.370
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.274	2.005
Imposto de renda e contribuição social a compensar	32.371	9.351
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	7.242	1.239
ICMS a compensar	53.598	13.311
Programa de integração social - PIS	683	-
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.153	-
Instituto nacional de seguridade social - INSS	2.158	-
Outros	29	473
Outros tributos a compensar	66.863	15.023
Total circulante	99.234	24.374
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	125	3.237
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.440	-
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.565	3.237
ICMS a compensar	74.850	24.202
Programa de integração social - PIS	779	755
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.587	3.479
Outros	671	-
Outros tributos a compensar	79.887	28.436
Total não circulante	82.452	31.673

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	Contribuição/ Realização em fusão do agrupamento das distribuidoras	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	594.452	869.898	396.835	(432.587)	48.559	23.901	(7.773)	1.485.276	438.815	1.847.260	1.878.974	486.302
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	389.613	607.726	105.599	(276.346)	23.289	22.305	26.241	798.426	264.465	533.961	587.474	218.953
Custo de Energia Itaipu	164.089	307.236	237.384	(143.604)	15.180	994	(2.480)	578.800	154.551	424.249	418.131	160.669
Proleta	-	1.238	383	(1.813)	-	37	-	928	326	2	328	1
Transporte de Rede Básica	4.519	16.248	(1.440)	(7.777)	617	1.276	1.496	14.927	9.807	5.120	13.354	1.573
Transporte de Energia - Itaipu	784	7.096	7.360	(1.843)	208	-	197	13.703	2.619	11.083	9.587	4.116
ESSEER	35.447	-	(1.810)	-	537	(674)	(3.499)	-	-	-	-	-
CDE	-	30.436	49.369	(2.004)	691	-	-	78.492	5.647	72.845	45.501	28.991
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	74.148	424	(25.503)	(36.732)	2.073	1.048	(4.032)	6.419	6.990	1.429	7.883	536
Neutralidade do Parcela A	57.778	-	(26.410)	(23.370)	(589)	(419)	-	6.990	6.990	-	6.990	-
Sobrecontratação de Energia	16.362	-	(80)	(16.362)	-	-	90	-	-	-	-	-
Outros	-	424	997	-	2.662	1.467	(4.112)	1.428	-	1.429	892	536
Total Ativos Financeiros Setoriais	668.591	870.314	371.332	(472.319)	42.632	24.949	(11.805)	1.490.695	445.865	1.848.689	1.886.856	486.838

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

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2017	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	445.509	276.478	188.964	(267.388)	17.712	(8.362)	(7.773)	583.068	147.413	421.655	487.324	161.743
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	348.313	196.256	15.764	(41.098)	3.950	(925)	26.241	258.436	-	250.436	153.145	97.291
Custo de Energia Itaipu	21.290	-	-	(18.219)	(119)	(2.478)	(2.480)	-	-	-	-	-
Proleta	1.076	-	(380)	471	18	(5)	282	1.539	1.539	-	1.539	-
Transporte de Rede Básica	5.086	-	(6.587)	(16)	96	-	1.486	64	64	-	64	-
Transporte de Energia - Itaipu	510	-	(707)	-	-	-	197	-	-	-	-	-
ESSEER	211.754	170.220	110.125	(185.940)	12.202	(881)	(33.499)	383.973	132.755	171.219	229.521	64.452
CDE	65.518	-	(9.328)	(44.586)	1.955	(113)	-	13.055	13.055	-	13.055	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	158.955	268.872	340.715	(187.013)	15.898	31.161	(4.832)	515.813	178.517	337.297	384.441	151.573
Neutralidade do Parcela A	-	3.337	18.817	(758)	422	-	-	21.818	2.180	19.718	15.291	6.527
Sobrecontratação de Energia	141.229	111.013	(19.104)	(52.403)	10.726	36.488	88	228.566	67.736	170.830	188.680	89.905
Reajustamento de Reparação na Rede	2.771	16.282	28.875	-	1.037	-	-	48.964	-	48.965	1.126	47.839
Tarifa Passiva	4.958	137.640	211.627	(133.792)	3.473	(5.327)	(4.112)	296.466	116.682	97.784	179.364	37.102
Total Passivos Financeiros Setoriais	596.463	545.348	549.119	(454.801)	33.370	26.794	(11.889)	1.884.882	325.928	798.952	771.765	313.117

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 19 de abril de 2017 a 18 de abril de 2018, entre os valores apurados dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 19 de abril de 2018, logo após o final da vigência da Reajuste Tarifário anual de abril de 2018 - RTA/18, não alterou o mecanismo de compensação.

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

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

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A

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

ii) Sobrecontratação

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

iii) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica; (ii) ressarcimento de P&D do valor recolhido a maior ao Tesouro Nacional, no período de 2010 a 2012, referente ao adicional de 0,30% sobre Receita operacional líquida (ROL); (iii) recálculos de processos tarifários anteriores e (iv) efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

9. TRIBUTOS DIFERIDOS

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

	31/12/2018		31/12/2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do intangível incorporado	45.862	153.618	26.465	73.516
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	81.231	224.704	49.966	138.795
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	20.783	57.731	14.229	39.526
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	8.514	23.649	6.583	18.287
Provisão energia livre	313	870	-	-
Programas de P&D e eficiência energética	6.313	17.536	-	-
Provisão relacionada a pessoal	1.199	3.330	-	-
Derivativos	(8.430)	(23.417)	-	-
Instrumentos financeiros (CPC)	(2.007)	(5.575)	-	-
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	4.866	13.516	-	-
Perdas atuariais (CPC)	293	815	(636)	(1.766)
Outros	896	2.489	1.676	4.654
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(93.087)	(258.576)	(2.667)	(7.407)
Perdas atuariais (CPC)	11.355	31.542	7.619	21.163
Total	78.100	242.231	103.235	286.769

9.1 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre os ágios de aquisição incorporados: (i) antiga controladora CPFL Jaguariúna incorporado em 15 de dezembro de 2017; e (ii) e da Rio Grande Energia S.A. (“Incorporada”) em 31 de dezembro de 2018 (nota 1), que estão registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos ágios incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Em 2017 não houve realização deste benefício. No exercício de 2018, por conta da incorporação do benefício fiscal da incorporada a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,11%.

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

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

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

	2018		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	116.283	116.283	(59.423)	(59.423)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Juros sobre o capital próprio	(110.956)	(110.956)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	27.391	27.391	16.538	16.538
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	5.256	6.822	(517)	(517)
Base de cálculo	37.974	39.540	(43.402)	(43.402)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(3.418)	(9.886)	3.906	10.851
Incentivos fiscais (PAT/Rouanet)	-	-	-	129
Incorporação Jaguariúna	-	-	(83)	(220)
Crédito(Débito) fiscal constituído, líquido	32.344	88.912	8.234	22.870
Ajuste diferido no resultado regulatório	-	-	(656)	(1.822)
Ajustes de bases anteriores - outros	-	-	429	1.158
Total	28.927	79.026	11.830	32.966

As receitas de contribuição social e imposto de renda diferidos registrados no resultado do exercício de 52.956, referem-se a (i) créditos com prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 123.440, compensado com as despesas diferidas com: (ii) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.856 e (iii) diferenças temporárias de R\$ 59.628.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2018 e 2017 foram os seguintes:

	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	9.169	9.169	(860)	(860)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	1.714	1.714	14.471	14.471
Base de cálculo	10.883	10.883	13.611	13.611
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(979)	(2.720)	(1.225)	(3.403)
Limitação na constituição de créditos fiscais constituídos	995	2.764	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	16	44	(1.225)	(3.403)

Para a reserva de reavaliação também é constituído o imposto de renda e contribuição social diferidos que estão registrados no patrimônio líquido, cujo o montante de 2018 é negativo de R\$ 351.663 e (R\$ 10.075 em 2017).

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante	
	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamentos - Fundação CESP	5	-
Adiantamentos - fornecedores	1.157	30
Cauções, fundos e depósitos vinculados	-	1.024
Ordens em curso	-	28.124
Serviços prestados a terceiros	188	-
Convênios de arrecadação	-	459
Contas a receber - CDE	69.877	48.051
Adiantamentos a funcionários	6.897	4.084
Desativação em curso	-	7.896
Faturas diversas	17.632	-
Arrendamentos e alugueis de postes	9.080	18.905
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 1)	(18.166)	(15.495)
Outros	12.193	2.058
Total	98.863	95.136

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 4.770 (R\$ 3.091 em 31 de dezembro de 2017); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 65.107 (R\$ 44.960 em 31 de dezembro de 2017) (nota 21.3).

Em 2018 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE (nota 15) e o contas a receber – CDE no montante de R\$ 366 (nota 21.3).

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

Saldo em 31/12/2016	(15.495)
Saldo em 31/12/2017	(15.495)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	(2.700)
Provisão revertida (constituída)	230
Baixa de contas a receber provisionadas	(201)
Saldo em 31/12/2018	(18.166)

11. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	2018			2017	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	
Em serviço					
Distribuição	3,85%	11.690.216	(5.278.052)	6.412.164	2.383.075
Custo Histórico		8.079.913	(2.812.251)	5.267.662	2.347.011
Reavaliação		3.610.303	(2.465.801)	1.144.502	36.065
Administração	10,43%	146.064	(112.992)	33.072	11.642
Custo Histórico		78.828	(53.004)	25.824	11.283
Reavaliação		67.236	(59.988)	7.247	359
Subtotal		11.836.280	(5.391.044)	6.445.235	2.394.718
Em Curso		323.303	-	323.303	123.538
Distribuição		301.590	-	301.590	123.629
Administração		21.713	-	21.713	(91)
Subtotal		323.303	-	323.303	123.538
Total		12.159.583	(5.391.044)	6.768.539	2.518.256

A composição do intangível é como segue:

Ativo Imobilizado	2018			2017	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	
Em serviço					
Distribuição	20,00%	176.263	(69.794)	106.469	19.399
Custo Histórico		135.428	(57.080)	78.348	21.437
Reavaliação		40.835	(12.714)	28.121	(2.038)
Administração	20,00%	409.686	(372.799)	36.887	8.604
Custo Histórico		237.236	(202.474)	34.761	8.591
Reavaliação		172.450	(170.324)	2.126	14
Subtotal		585.949	(442.592)	143.357	28.003
Em Curso		96.143	-	96.143	39.522
Distribuição		10.686	-	10.686	1.788
Administração		85.457	-	85.457	37.733
Subtotal		96.143	-	96.143	39.522
Total		682.092	(442.592)	239.499	67.525

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2017	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Distribuição	4.319.956	6.223.418	3.136	(194.873)	440.709	901.020	(3.151)	11.690.216	248.972	(5.278.052)	6.412.164	2.383.075
Terrenos	17.941	35.430	-	-	-	30.587	-	83.958	-	-	83.958	17.941
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	63.108	86.865	-	-	1.444	99.616	(164)	250.869	1.444	(174.211)	76.658	26.811
Máquinas e Equipamentos	4.162.598	6.031.414	47	(193.015)	405.463	755.394	(3.341)	11.158.560	212.495	(4.981.579)	6.176.981	2.311.344
Veículos	66.469	56.934	3.089	(1.857)	32.509	11.991	301	169.437	33.741	(101.659)	67.777	23.589
Móveis e Utensílios	9.840	12.774	-	-	1.293	3.432	52	27.391	1.293	(20.602)	6.789	3.390
Administração	30.478	97.647	-	(75)	700	13.149	4.166	146.064	624	(112.992)	33.072	11.642
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	3.371	1.806	-	-	-	2.189	181	7.547	-	(2.542)	5.005	1.943
Máquinas e Equipamentos	19.168	81.882	-	(1)	499	8.008	4.337	113.893	498	(90.029)	23.864	7.648
Veículos	3.079	8.980	-	(75)	187	1.021	(301)	12.891	113	(11.391)	1.501	530
Móveis e Utensílios	4.861	4.979	-	-	13	1.931	(52)	11.733	13	(9.031)	2.702	1.521
Subtotal	4.350.434	6.321.065	3.136	(194.948)	441.409	914.169	1.015	11.836.280	249.597	(5.391.044)	6.445.235	2.394.718
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2017	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Distribuição	122.880	143.878	440.449	-	(409.345)	-	3.728	301.590	31.104	-	301.590	122.880
Máquinas e Equipamentos	59.437	54.171	394.635	-	(403.004)	-	(2)	105.236	(8.369)	-	105.236	59.437
Outros	63.443	89.707	45.814	-	(6.341)	-	3.730	196.354	39.473	-	196.354	63.443
Administração	658	34.513	21.098	-	(34.555)	-	-	21.713	(13.457)	-	21.713	658
Máquinas e Equipamentos	644	3.420	4.271	-	(761)	-	-	7.574	3.510	-	7.574	644
Outros	13	31.093	16.827	-	(33.794)	-	-	14.140	(16.967)	-	14.140	13
Subtotal	123.538	178.391	461.547	-	(443.900)	-	3.728	323.303	17.646	-	323.303	123.538
Total do Ativo Imobilizado	4.473.972	6.499.456	464.683	(194.948)	(2.491)	914.169	4.743	12.159.583	267.243	(5.391.044)	6.768.539	2.518.256

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

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2018	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos (a)	Total
Imobilizado em Curso	234.602	148.916	24.334	3.845	416	21.791	433.904
Terrenos	-	71	-	31	-	5.281	5.383
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	14	4.888	-	1	-	-	4.904
Máquinas e Equipamentos	219.007	135.286	24.041	3.708	415	16.442	398.899
Veículos	13.927	440	-	-	-	13	14.379
Móveis e Utensílios	554	-	-	-	-	-	554
A Ratear	1.101	8.231	293	104	1	55	9.786
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	27.642	27.642
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	1.840	1.840
Material em Depósito	-	-	-	-	-	24.800	24.800
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	1.003	1.003
Total das Adições	234.602	148.916	24.334	3.845	416	49.434	461.547

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2017	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	4.162.598	6.831.414	47	(193.015)	405.463	755.394	(3.341)	11.158.560	212.495
Transformador de Distribuição	562.189	959.838	19	(37.457)	55.393	217.824	(822)	1.756.782	17.954
Medidor	377.595	294.873	-	(46.956)	15.717	19.572	(348)	659.732	(31.235)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	712.496	1.108.576	3	(28.477)	87.427	114.264	(757)	1.993.526	58.953
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	1.548.074	1.898.347	7	(58.093)	188.984	228.528	(1.517)	3.804.929	130.897
Redes Alta Tensão (69 kV)	364.612	548.951	-	(6.683)	16.839	14.489	(292)	937.096	9.356
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	66.051	145.540	-	(816)	1.089	14.009	(83)	226.310	473
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	8.734	-	-	-	12	130	(6)	8.870	12
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	16	14.927	-	(55)	32	-	-	14.920	(23)
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	305.011	604.700	-	(5.882)	6.967	106.136	(362)	1.016.592	1.104
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	106.830	256.304	-	(3.504)	9.037	25.152	(161)	393.659	5.533
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	11.389	23.288	-	-	28	-	(13)	34.692	28
Demais Máquinas e Equipamentos	99.528	176.177	18	(5.310)	24.739	15.509	792	311.452	19.447

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2017	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif. (*)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A)- (B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
Ativo Intangível em Serviço											
Distribuição	28.788	117.689	4.540	4.698	19.103	464	170.263	9.238	(68.794)	106.469	19.398
Serviços	15.773	56.917	-	4.698	15.993	229	93.153	4.699	-	83.153	15.459
Softwares	14.016	27.649	-	-	3.110	693	45.467	-	(36.481)	9.006	3.941
Outros	-	33.183	4.540	-	-	-	37.643	4.540	(33.333)	4.310	-
Administração	109.391	255.353	-	9.801	35.714	(573)	409.686	9.801	(372.799)	36.887	8.605
Serviços	1.582	-	-	-	-	(1.582)	-	-	-	-	1.582
Softwares	107.809	255.353	-	9.801	35.714	1.009	409.686	9.801	(372.799)	36.887	7.022
Subtotal	138.179	373.622	4.540	14.500	54.817	(109)	585.949	19.040	(442.592)	143.357	28.004
Ativo Intangível em Curso											
Distribuição	1.788	8.917	2.188	(2.208)	-	-	10.686	(20)	-	10.686	1.788
Serviços	1.713	4.374	1.846	(2.208)	-	(1.713)	4.012	(361)	-	4.012	1.713
Softwares	75	-	-	-	-	(75)	-	-	-	-	75
Outros	-	4.544	341	-	-	1.788	6.673	341	-	6.673	-
Administração	37.733	18.181	39.344	(9.801)	-	-	85.457	29.543	-	85.457	37.733
Outros	37.733	18.181	39.344	(9.801)	-	-	85.457	29.543	-	85.457	37.733
Subtotal	38.622	27.096	41.531	(12.009)	-	-	96.143	29.623	-	96.143	38.622
Total do Ativo Intangível	176.801	400.718	46.071	2.491	54.817	(109)	682.092	48.663	(442.592)	239.499	67.525

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:

	<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>
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>
<u>Circulante</u>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	90.163	41.161
Suprimento de Energia Elétrica	394.312	288.375
Materiais e serviços	99.090	75.882
Total	<u>583.565</u>	<u>405.418</u>
<u>Não circulante</u>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	38.229	35.545
Suprimento de energia elétrica	99.909	92.893
Total	<u>138.138</u>	<u>128.438</u>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 34).

13. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

	Encargos		Principal		31/12/2018	31/12/2017
	Circulante		Circulante	Não Circulante		
Empréstimos e financiamentos	4.640		203.839	2.192.561	2.401.039	51.100
Debêntures	23.065		28.083	1.400.917	1.452.065	1.323.229
Mútuos	-		72.304	-	72.304	-
Total	27.705		304.226	3.593.478	3.925.408	1.374.329

13.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

A movimentação dos encargos de dívida, 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	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
Pré Fixado	5.487	-	(5.736)	3.791	-	(3.820)	80.838	80.559
Pós Fixado								
TJLP e TLP	4.482	530.000	(8.145)	8.853	-	(8.684)	85.494	611.999
Selic	-	-	(2.411)	1.826	-	(1.380)	49.238	47.273
CDI	-	7.360	(1.920)	262	-	50	-	5.752
Outros	41.133	3.053	(16.471)	2.734	-	(1.131)	2.405	31.723
Total ao custo	51.101	540.413	(34.684)	17.467	-	(14.964)	217.975	777.308
Gastos com captação (*)	-	(14.032)	-	162	-	-	(820)	(14.690)
Mensuradas ao valor justo								
Moeda estrangeira								
Dólar	-	501.617	-	80.808	29.854	(35.763)	643.900	1.220.416
Euro	-	311.000	-	6.300	6.874	(1.576)	124.704	447.301
Marcação a mercado	-	-	-	(24.872)	-	-	(4.424)	(29.296)
Total ao valor justo	-	812.617	-	62.236	36.728	(37.340)	764.180	1.638.420
Total	51.101	1.338.998	(34.684)	79.865	36.728	(52.304)	981.335	2.401.039
Circulante	20.008							208.478
Não Circulante	31.093							2.192.561

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

Os detalhes dos encargos de dívida, empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 6%	(a)	74.978	-	2021 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINEP	Pré fixado 6,86%		3.216	5.487	2013 a 2020	Fiança Bancária
FINAME	Pré fixado de 4,5% a 10%		2.366	-	2010 a 2021	Aval da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária
			80.561	5.487		
Pós fixado						
TJLP e TLP						
FINEM	TJLP e TLP + de 2,06% a 4,74%	(b)	608.599	-	2012 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINEP	TJLP		3.431	4.482	2016 a 2024	Fiança Bancária
			611.999	4.482		
SELIC	SELIC + 2,62% a 2,66%	(b)	47.273	-	2015 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
CDI						
Empréstimos bancários	(i) De 100,00% a 109,50% do CDI (ii) CDI + 0,10% a 1,90%	(b)	5.752	-	2020	Aval da CPFL Energia
Outros						
Outros	RGR (6%)		31.722	41.132	2005 a 2020	Fianças bancárias, recebíveis e notas promissórias
Total moeda nacional			777.308	51.101		
Gastos com captação (*)			(14.690)	-		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,82% a 2,7%	(b)	259.309	-	2019 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,93% a 3,65%	(b)	961.107	-	2017 a 2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
			1.220.416	-		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro de 0,79 + 0,80%		447.301	-	2018 a 2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado			(29.296)	-		
Total moeda estrangeira			1.638.420	-		
Total			2.401.039	51.101		

(*) 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 juro. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 28.

Taxa efetiva a.a.:-

(a) De 30% a 70% do CDI

(b) De 60% a 130% do CDI

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 1.638.420.

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\$ 29.296, compensados pelas perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 13.062, contratados para proteção da variação cambial (nota 28), geraram um ganho total líquido de R\$ 16.234.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	177.196
2021	487.840
2022	1.184.830
2023	77.937
2024	159.621
2025 a 2027	132.340
Subtotal	2.219.764
Marcação a mercado	(27.202)
Total	2.192.561

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

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

<u>Indexador</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
TJLP e TLP	6,72 e 7,42	7,00	25,34	8,77
CDI	6,4	-	68,48	-
Pré-fixados	2,50 a 10,00	5,00	3,50	91,23
Outros			2,68	-
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional

CDI – Em 2018 a Companhia através de uma Cédula de Crédito Bancário (CCB) efetuou a captação no montante de R\$ 7.359 com parcelas de juros e amortização de principal pagos semestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

FINEM VIII – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2018, no montante de R\$ 1.133.024, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando financiar os investimentos em redes elétricas previstos para o ano de 2019. No exercício de 2018 houve liberações de R\$ 530.000 (R\$ 515.968 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 603.024 deverá ser liberado até março de 2020.

Moeda estrangeira – Lei 4.131:

Dólar – Em 2018 a Companhia, efetuou captação no montante de R\$ 1.128.985 com juros que serão pagos trimestralmente e semestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Euro – Em 2018 a Companhia, efetuou captação no montante de R\$ 444.000 com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas.

Pré-pagamento no exercício:

No ano de 2018 foram liquidados antecipadamente R\$ 545.983 de empréstimos cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas:

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

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

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

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

A definição de EBITDA na Companhia para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com

base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018.

13.2 Debêntures e Encargos de Debêntures

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo - Pós fixado							
CDI	1.336.974	300.000	(1.343.005)	134.706	(150.316)	812.681	1.091.040
IPCA	-	-	-	8.156	(7.081)	139.443	140.518
Total ao custo	1.336.974	300.000	(1.343.005)	142.862	(157.397)	952.124	1.231.558
Gastos com captação (*)	(13.746)	(6.136)	-	14.379	-	(2.954)	(8.458)
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado							
IPCA	-	219.600	-	5.476	-	-	225.076
Marcação a mercado	-	-	-	3.889	-	-	3.889
Total ao valor justo	-	219.600	-	9.365	-	-	228.965
Total	1.323.229	513.464	(1.343.005)	166.606	(157.397)	949.170	1.452.065
Circulante	12.125						51.148
Não Circulante	1.311.104						1.400.917

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2018	31/12/2017	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Pós fixado						
CDI	De 109,75% a 114,50% do CDI (1) De CDI + 0,48% a CDI + 0,83% (1)	(a)	1.091.040	1.336.974	2017 a 2022	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,3473%	(b)	140.518	-	2023 a 2025	Fiança da CPFL Energia
Total mensuradas ao custo			1.231.558	1.336.974		
	Gastos com captação (*)		(8.458)	(13.746)		
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado						
IPCA	IPCA + 5,80% (2)	(b)	225.076	-	2024 a 2025	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado			3.889	-		
Total mensuradas ao valor justo			220.507	(13.746)		
Total			1.452.065	1.323.229		

(1) A Companhia possui swap convertendo o custo da operação de variação de taxa de juros para taxas pré-fixadas entre 6,61% e 7,27%

(2) Algumas debêntures possuem *swap* convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 28.

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

Taxa efetiva a. a.:

(a) De 106,2% a 109,75% do CDI | CDI + 0,88%

(b) IPCA de + 5,49% a 6,31%

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

A classificação como passivos financeiros de debêntures mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas debêntures, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da debênture designada ao valor justo totalizava R\$ 228.965.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2018 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 3.889, que foram absorvidas pelos ganhos obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 11.076, contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 30), geraram um ganho total de R\$ 7.187.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2020	26.684
2021	888.452
2022	124.760
2023	68.755
2024	68.893
2025 a 2027	<u>219.484</u>
Subtotal	1.397.028
Marcação a mercado	<u>3.889</u>
Total	<u>1.400.917</u>

A Companhia se encontra adimplente com os pagamentos das debêntures.

Adições no exercício:

6ª emissão

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a sexta emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 520.000. Em 2017, foram subscritas e integralizadas R\$ 220.000 e em 2018 foram subscritas e integralizadas 300.000 com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação de R\$ 300.000 (R\$ 299.677 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

7ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 219.600 debêntures, da espécie quirografária, série única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 219.600 (R\$ 213.787 líquida dos gastos de emissão), com pagamento de juros semestrais. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para investimento.

9ª emissão

Em 2018, foram subscritas e integralizadas 220.000 debêntures, da espécie quirografária, série única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 220.000 (R\$ 219.738 líquida dos gastos de emissão), com pagamento de juros semestrais. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

Pré-pagamento no exercício

Em 2018 foram liquidados antecipadamente R\$ 910.270 das debêntures, cujos vencimentos originais eram a partir de 2019.

Condições restritivas

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

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75.

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018.

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

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		31/12/2018	31/12/2017
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	27.705	294.416	3.594.217	3.916.337	1.374.329
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	506	92.953	666.383	759.842	51.100
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	4.134	101.234	1.533.053	1.638.421	-
Debêntures	23.065	28.165	1.409.293	1.460.523	1.328.078
Gastos com Captação	-	(240)	(22.908)	(23.148)	(4.849)
Derivativos a Pagar	-	0	8.395	8.395	-
Mútuos Passivos (Empresas Ligadas)	-	72.304	-	72.304	-
Ativos Financeiros	-	(254.884)	(90.369)	(345.253)	-
Alta Liquidez	-	(245.073)	-	(245.073)	-
Derivativos a Receber	-	(9.811)	(90.369)	(100.180)	-
Dívida Líquida	27.705	39.532	3.503.847	3.571.084	1.374.329

14. BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação CEEE de Previdência Privada (“Fundação CEEE”), que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A), sendo conforme abaixo:

14.1 – Características

“Plano 1” (Plano Único da incorporada): Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

“Plano 2” (Plano Único da incorporadora): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação CEEE, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

Ao final do exercício de 2018 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

14.2 - Movimentações do plano de benefício definido

	31/12/2018		31/12/2017
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	382.993	553.493	524.293
Valor justo dos ativos do plano	(413.043)	(463.571)	(446.670)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(30.050)	89.922	77.623
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (<i>asset ceiling</i>)	30.050	-	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	89.922	77.623

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

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2016	-	480.081
Custo do serviço corrente bruto	-	2.153
Juros sobre obrigação atuarial	-	50.927
Contribuições de participantes vertidas no ano	-	990
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	16.490
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	8.153
Benefícios pagos no ano	-	(34.501)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2017	-	524.293
Efeito de agrupamento	381.242	-
Custo do serviço corrente bruto	29	2.790
Juros sobre obrigação atuarial	5.592	48.218
Contribuições de participantes vertidas no ano	249	842
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	12.774
Benefícios pagos no ano	(4.119)	(35.769)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2018	382.993	553.493

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2016	-	(405.251)
Rendimento esperado no ano	-	(43.258)
Contribuições de participantes vertidas no ano	-	(990)
Contribuições de patrocinadoras	-	(6.169)
Perda (ganho) atuarial	-	(25.503)
Benefícios pagos no ano	-	34.501
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2017	-	(446.670)
Efeito de agrupamento	(409.240)	-
Rendimento esperado no ano	(5.992)	(41.166)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(249)	(842)
Contribuições de patrocinadoras	(1.682)	(6.712)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(3.950)
Benefícios pagos no ano	4.119	35.769
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2018	(413.043)	(463.571)

14.3 - Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2018		31/12/2017
	Plano 1	Plano 2	Plano 2
Passivo atuarial no início do exercício	-	77.589	74.830
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(31)	9.842	9.822
Contribuições da patrocinadora vertidas no ano	(1.682)	(6.678)	(6.203)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	345	16.490
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	12.774	8.153
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(3.950)	(25.503)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	1.713	-	-
Passivo atuarial no fim do exercício	-	89.922	77.589
Outras contribuições	-	-	34
Total passivo	-	89.922	77.623
Circulante	-	-	34
Não Circulante	-	89.922	77.589

14.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2019 estão estimadas no montante de R\$ 7.711 (plano 1) e R\$ 6.731 (plano 2).

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

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2019	27.450	36.279
2020	28.595	37.900
2021	29.541	39.473
2022	30.583	41.197
2023 a 2027	206.698	281.811
Total	322.867	436.660

Em 31 de dezembro de 2018, a duração média da obrigação do benefício definido foi 10,1 anos (Plano 1) e 11,0 anos (Plano 2).

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

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

	31/12/2019		31/12/2018	31/12/2017
	Plano 1(*)	Plano 2	Plano 2	Plano 2
Custo do serviço	185	2.352	2.790	2.153
Juros sobre obrigações atuariais	34.342	48.796	48.218	50.927
Rendimento esperado dos ativos do plano	(37.500)	(40.947)	(41.166)	(43.258)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	2.795	-	-	-
Total da despesa (receita)	(178)	10.201	9.842	9.822

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

	Plano 1		Plano 2	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,30% a.a.	9,51% a.a.	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,30% a.a.	9,51% a.a.	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,13% a.a.	6,13% a.a.	5,97% a.a.	6,10% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v 2015 Light média	BR-EMS sb v 2015 Light média	BR-EMS sb v 2015 Light média	BR-EMS sb v 2015 Light média
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Nula	Nula	Nula	Nula
Taxa de rotatividade esperada:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:				

14.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2018 e 2017, administrados pela Fundação CEEE. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2019, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2018.

A composição dos ativos administrados pelo plano são como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2018	2017	2018	2017
Renda fixa	78%	79%	77%	78%
Títulos públicos federais	68%	64%	67%	65%
Títulos privados (instituições financeiras)	5%	9%	5%	8%
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	2%	2%	2%	1%
Renda variável	18%	18%	18%	18%
Fundos de investimento em ações	18%	18%	18%	18%
Investimentos estruturados	1%	1%	1%	1%
Fundos imobiliários	1%	1%	1%	1%
Cotados em mercado ativo	96%	98%	96%	97%
Imóveis	2%	1%	2%	1%
Operações com participantes	2%	2%	2%	2%
Não cotados em mercado ativo	4%	3%	4%	3%

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

	Meta 2019 - Fundação CEEE	
	Plano 1	Plano 2
Renda Fixa	78,0%	77,0%
Renda variável	16,0%	16,0%
Imóveis	3,0%	3,0%
Empréstimos e financiamentos	2,0%	3,0%
Investimentos estruturados	1,0%	1,0%
	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2019 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CEEE, efetuada ao final de 2018 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2019, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para a Fundação CEEE atingir os objetivos de gestão de investimentos são o Estudo de Asset Liability Management – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) dos planos previdenciários administrados pela Fundação. O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nas classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativos, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez de cada plano, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos

de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos dos planos, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

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

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

14.7 - Análise de sensibilidade

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

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

· Se a taxa de desconto nominal (*) fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 9.833 no plano 1 e R\$ 15.681 no plano 2 (redução de R\$ 9.411 no plano 1 e R\$ 14.945 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade (**) fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 5.313 no plano 1 e R\$ 10.617 no plano 2 (aumento de R\$ 5.257 no plano 1 e R\$ 10.359 no plano 2).

* A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,3% a.a. para o plano 1 e de 9,51% a.a. para o plano 2. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,05% a.a. e 9,55% a.a. para o plano 1 e 8,80% a.a. e 9,35% a.a. para o plano 2.

** A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi BREMS sb v.2015. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

14.8 - Risco de investimento:

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

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

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada exigida pela legislação, a Fundação CEEE utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: *VaR*, *Tracking Risk*, *Tracking Error* e *Stress Test*.

A Política de Investimentos da Fundação CEEE determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e

estabelece a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou cobrança de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

15. ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	751	262	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 20.3)	-	36.863	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	36.807	40.303	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	93.022	33.354	28.585	11.169
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	37.563	13.548	25.033	27.770
EPE / FNDCT / PROCEL	1.569	3.531	-	-
Total	169.713	127.861	53.617	38.939

Conta de desenvolvimento energético – CDE: O Saldo de 2017 refere-se: (i) a quota anual de CDE no montante de R\$ 17.582, (ii) quota destinada à devolução de aporte CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante R\$ 7.389 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\$ 11.892. Em 2018 a Companhia efetuou o pagamento antecipado das quotas de CDE referente ao saldo de dezembro/18 e também efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber – CDE (nota 10) no montante de R\$ 366.

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (nota 21.4).

Programas de 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.

16. TRIBUTOS

	31/12/2018	31/12/2017
Circulante		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	70.213	37.572
Programa de integração social - PIS	9.295	3.560
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	42.993	16.479
PIS/COFINS parcelamento	10.872	10.349
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	7.909	-
Outros	6.732	8.483
Total	148.014	76.443
Não circulante		
PIS/COFINS parcelamento	8.919	18.839
Total	8.919	18.839

17. PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	31/12/2018		31/12/2017	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	89.351	56.275	64.185	45.499
Cíveis	88.103	28.426	52.200	7.716
Fiscais	19.898	37.439	21.847	12.039
Regulatórios	33.571	-	31.778	-
Outros	369	-	368	212
Total	231.292	122.139	170.378	65.466
Circulante	-	-	87.565	-
Não circulante	231.292	122.139	82.813	65.465

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2018
Trabalhistas	64.185	34.651	22.160	(10.323)	(30.594)	9.271	89.351
Cíveis	52.200	46.710	23.530	(19.593)	(22.715)	7.973	88.103
Fiscais	21.847	4.407	12.303	(17.452)	(7.407)	6.198	19.898
Regulatórios	31.778	2.270	21.656	(14.000)	(12.049)	3.916	33.571
Outros	368	-	-	-	-	-	369
Total	170.378	88.038	79.649	(61.368)	(72.765)	27.358	231.292

As provisões para riscos fiscais, cíveis e 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 - Os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias de sub-rogados da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;

b) Cíveis - As causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;

c) Fiscais - Os processos fiscais são relativos ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN, COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cuja discussão é mantida em âmbito administrativo, pré-judicial. 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\$ 12.974;

d) Regulatórios - Os processos regulatórios estão relacionados não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos dos anos de 2013 e 2014 e fiscalização comercial periódica ocorrida em outubro de 2015; e

e) Outros - Referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

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	421.899	82.024	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	683.201	273.113	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.555.881	111.209	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatório	58.612	21.329	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	2.719.592	487.585	

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

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

18. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores e concessionárias	33.076	10.068	47.831	44.473
Folha de pagamento	-	48	-	-
Adiantamentos	435	-	378	-
Descontos tarifários - CDE	81.487	25.208	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	4	-	-	-
Convênios de devolução	-	1.955	-	-
Convênios de arrecadação (nota 10)	27.026	10.682	-	-
Garantias	-	-	502	-
Outros	14.783	5.199	122.056	29.491
Total	156.811	53.161	170.768	73.964

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. O saldo no passivo não circulante de R\$ 47.831 (R\$ 44.473 em 31 de dezembro de 2017), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 34).

Convênio 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.

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

19. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações.

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2017	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas (A) (B)-(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2018
Em serviço	325.968	499.353	47	16.899	68.471	-	902.588	16.856	(257.583)	645.005
Participação da União, Estados e Municípios	52.774	-	-	-	-	-	52.774	-	(24.068)	38.705
Participação Financeira do Consumidor	151.985	349.161	29	10.583	68.471	11.429	583.658	10.612	(202.779)	380.879
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	2.281	53.357	-	4.503	-	-	60.541	4.903	(6.593)	53.948
Programa de Eficiência Energética - PEE	1.493	-	-	-	-	-	1.493	-	(658)	835
Pesquisa e Desenvolvimento	12.389	5.296	18	1.323	-	-	19.026	1.341	(4.196)	14.830
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	-	25.110	-	-	-	-	25.110	-	(11.549)	13.561
Outros	94.967	66.430	-	-	-	(11.429)	149.988	-	(7.739)	142.248
Ultrapassagem de demanda	20.953	22.649	-	-	-	-	50.813	-	(2.615)	48.197
Excedente de reativos	45.792	43.781	-	-	-	-	89.572	-	(3.538)	86.035
Outros	21.032	-	-	-	-	(11.429)	9.603	-	(2.106)	7.496
(-) Amortização Acumulada - AIS	(74.100)	(154.327)	(8.048)	-	(20.911)	(198)	(257.583)	(8.048)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(21.657)	-	(2.411)	-	-	-	(24.068)	(2.411)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(40.940)	(133.801)	(396)	-	(28.911)	(6.772)	(202.779)	(396)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(805)	(5.348)	(442)	-	-	-	(6.593)	(442)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(801)	-	(57)	-	-	-	(658)	(57)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(1.892)	(1.739)	(565)	-	-	-	(4.196)	(565)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	-	(11.368)	(183)	-	-	-	(11.549)	(183)	-	-
Outros	(8.203)	(2.878)	(4.034)	-	-	6.574	(7.739)	(4.034)	-	-
Ultrapassagem de demanda	-	(708)	(1.414)	(212)	-	-	(2.333)	(1.628)	-	-
Excedente de reativos	-	(1.368)	(2.342)	(345)	-	-	(4.055)	(2.687)	-	-
Outros	(8.203)	-	(279)	557	-	6.574	(1.351)	278	-	-
Em curso	3.469	68.716	25.584	(16.899)	-	(691)	72.208	8.775	-	72.208
Participação da União, Estados e Municípios	0	-	-	-	-	1	0	-	-	0
Participação Financeira do Consumidor	1.700	43.553	19.632	(9.453)	-	(2)	55.430	10.179	-	55.430
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	-	49	3.774	(2.443)	-	-	1.300	1.331	-	1.300
Pesquisa e Desenvolvimento	76	-	1.323	(1.323)	-	-	76	-	-	76
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	-	8.393	-	-	-	-	8.393	-	-	8.393
Outros	1.625	-	855	(3.590)	-	(691)	6.920	(2.735)	-	6.920
Outros	1.625	8.721	855	(3.590)	-	(691)	6.920	(2.735)	-	6.920
Total	256.217	405.742	17.582	-	39.561	(889)	717.214	17.582	(257.583)	717.214

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

Obrigações Especiais 2018	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	3,80%	830.688	71.900	902.588
Participação da União, Estados e Municípios		62.774	-	62.774
Participação Financeira do Consumidor		511.757	71.900	583.658
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		60.541	-	60.541
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	-	1.493
Pesquisa e Desenvolvimento		19.026	-	19.026
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		25.110	-	25.110
Outros		149.988	-	149.988
Ultrapassagem de demanda		50.813	-	50.813
Excedente de reativos		89.572	-	89.572
Outros		9.603	-	9.603
(-) Amortização Acumulada		(227.332)	(30.250)	(257.583)
Participação da União, Estados e Municípios		(24.068)	-	(24.068)
Participação Financeira do Consumidor		(172.529)	(30.250)	(202.779)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(6.593)	-	(6.593)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(658)	-	(658)
Pesquisa e Desenvolvimento		(4.196)	-	(4.196)
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		(11.549)	-	(11.549)
Outros		(7.739)	-	(7.739)
Ultrapassagem de demanda		(2.333)	-	(2.333)
Excedente de reativos		(4.055)	-	(4.055)
Outros		(1.351)	-	(1.351)
Total		603.355	41.650	645.005

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2018		31/12/2017	
	Ordinárias	%	Ordinárias	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01	402.775	76,39
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99	123.676	23,46
Ações em tesouraria	-	-	815	0,15
Total	1.125.427	100,00	527.266	100,00

20.1 - Capital Social

Em decorrência do agrupamento de concessões descrito na nota 1, na Assembléia Geral Extraordinária (“AGE”) realizada em 31/12/2018 aprovou um aumento de capital de R\$ 1.293.022 relativo a acervo líquido da incorporada, com a emissão de 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia. Adicionalmente na mesma AGE foi aprovado o cancelamento das 815 ações no montante de R\$ 8.056 que a Companhia detinha em tesouraria, que com base no item II do artigo nº 200 da Lei das S/As foram resgatadas (canceladas) com saldo de reserva de capital existentes.

20.2 Reserva de Capital

Refere-se benefício fiscal do Intangível Incorporado oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia (nota 1).

20.3 – Reservas de lucros

O saldo em 31/12/2018 está assim composto:

- Reserva legal no montante de R\$ 120.370;
- Reserva obrigatória do dividendo não distribuído no montante de R\$ 11.479, referente à parcela de dividendos devido ao sócio controlador originada pelo ágio auferido na incorporação reversa da controladora AES Guaíba I em abril de 1998, retida à época por deliberação do sócio controlador, líquida da absorção de prejuízos do exercício de 2017; e
- Reserva estatutária de reforço de capital de giro de R\$ 177.199.

20.4 - Resultado abrangente acumulado:

20.4.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 682.640 corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010.

20.4.2 – Outros Resultados Abrangentes:

O saldo devedor de R\$ 63.001 refere-se aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes relativo aos ganhos (perdas) atuarias em conformidade com o CPC 33 (R2).

20.5 - Destinação do lucro líquido societário do exercício

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

Nas AGE’s realizadas em 30 de novembro de 2018 e 31 de dezembro de 2018 na incorporada (nota 1), foi aprovada a declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 110.956 (R\$ 94.313 líquido do IRRF), atribuindo-se por ação ordinária o valor de R\$ 98,590135122 (R\$ 83,801614854 líquido do IRRF).

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

Lucro líquido do exercício	300.379
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	383.156
Efeito negativo da adoção inicial do CPC 48	<u>(9.306)</u>
Lucro líquido base para destinação	674.229
Reserva legal	(15.019)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(392.566)
Juro sobre capital próprio	(110.956)
Dividendo adicional proposto	(155.688)

21. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fornecimento - Faturado	2.871.109	1.336.399	7.569.943	6.717.176	3.015.498	3.918.927
Residencial	2.397.506	1.121.941	3.190.983	2.656.892	1.465.145	1.883.540
Industrial	20.132	7.221	1.034.062	893.143	414.073	521.384
Comercial	180.373	88.075	1.297.551	1.120.277	598.502	791.586
Rural	248.448	109.005	1.254.948	1.408.047	256.856	382.207
Poder público	20.766	9.042	238.510	203.107	104.307	140.469
Iluminação pública	441	110	292.178	224.692	69.031	80.383
Serviço público	3.443	1.005	261.712	211.018	107.584	119.358
Consumo próprio	242	101	3.125	2.000	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			982.267	1.008.000	254.112	13.667
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					2.708.219	1.951.073
Consumidores Cativos					2.319.097	1.712.092
Consumidores Livres					389.121	238.981
(-) Transferências					-	(1.731.172)
(-) Trsf p/ TUSD de Consumidores Cativos					-	(1.712.092)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda					-	(16.939)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos					-	(2.141)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					14.714	321.539
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					27.531	(221.667)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					81.678	(221.667)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(28.875)	-
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(25.272)	-
Outras Receitas Vinculadas					419.363	794.206
Serviços Cobráveis					11.522	20.160
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					407.842	297.495
Outras Receitas					-	476.551
Total	2.871.351	1.336.500	8.555.335	7.727.176	6.439.436	5.046.573

21.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

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

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

Em 17 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.385, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 18,45%, sendo 11,57% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,88% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 22,47%.

Por conta do agrupamento da concessão descrito na nota 1, em 2018 está sendo considerada também os efeitos da Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) de 2018 da incorporada autorizada pela ANEEL em 12 de junho de 2018 por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.401, onde suas tarifas foram em média, reajustadas em 21,27%, sendo 15,56% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 5,71% relativos aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2017). O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 20,58% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado à Revisão Tarifária Anual (“RTA”) ocorrida em 13 de junho de 2017. As novas tarifas estão em vigor para o período de 19 de junho de 2018 a 18 de junho de 2019.

Em 13 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.218, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 18 de abril de 2017, em -0,20%, sendo 2,95% referentes ao reajuste tarifário econômico e -3,15% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -6,43%.

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). O efeito médio percebido pelos consumidores foi negativo de -13,76% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente no mês de abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos.

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

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2018, foi registrada receita de R\$ 407.841 (R\$ 302.239 em 2017), sendo (i) R\$ 19.127 (R\$ 18.970 em 2017) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 374.805 (R\$ 278.525 em 2017) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 901 (R\$ 4.744 em 2017) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 13.008 de subvenção CCRBT. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 10) e outros passivos contas a pagar na rubrica descontos tarifários - CDE (nota 15).

21.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo busca, primordialmente, sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha, sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais críticas. Para cada 100 KWh consumidos, antes dos efeitos tributários, a bandeira amarela resulta em acréscimos de R\$1,00 na tarifa, enquanto a bandeira vermelha, a depender do patamar, em R\$ 3,00 (patamar 1) e em R\$ 5,00 (patamar 2). Os valores informados estão vigentes desde decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

Em 2018, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de novembro de 2017 a outubro de 2018. O montante homologado nesse período foi de R\$ 172.933. Deste montante R\$ 25.077, referente a novembro e dezembro de 2017, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 147.856 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\$ 36.807, referente a Bandeira Tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em encargos setoriais (nota 15).

21.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

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

22. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.179.168	1.963.864	514.921	391.939
Energia de curto prazo	853.281	257.953	245.842	60.958
PROINFA	200.249	175.733	53.550	44.505
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	6.762.294	6.541.075	1.598.340	1.704.286
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(213.326)	(199.661)
Subtotal	9.994.993	8.938.625	2.199.326	2.002.027
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			368.445	262.711
Encargos de transporte de itaipu			52.242	26.600
Encargos de conexão			56.472	38.276
Encargos de uso do sistema de distribuição			5.344	-
Encargos de serviço do sistema - ESS			(2.216)	(66.084)
Encargos de energia de reserva - EER			20.289	-
Crédito de PIS e COFINS			(47.435)	(28.306)
Subtotal			453.139	233.197
Total			2.652.466	2.235.224

23. PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2018	2017
Pessoal		
Remuneração	98.121	105.593
Encargos	28.775	37.653
Previdência privada - Corrente	1.573	9.822
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	9.811	-
Programa de demissão voluntária	278	-
Despesas rescisórias	4.474	6.210
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	13.627	6.778
Outros benefícios - Corrente	40.425	47.234
Outros (a)	1.329	(46.205)
Subtotal	198.413	167.085
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	1.015	98
Benefícios dos administradores	1.154	1.039
Subtotal	2.169	1.138
Total	200.582	168.223

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

24. RESULTADO FINANCEIRO

	2018	2017
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	15.229	16.242
Acréscimos e multas moratórias	56.563	55.174
Atualização de créditos fiscais	3.122	-
Atualização de depósitos judiciais	2.839	2.996
Atualizações monetárias e cambiais	83.542	9.612
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	564	-
Atualizações de ativo financeiro setorial	44.652	24.436
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(6.522)	-
Outros	10.479	4.743
Total	210.468	113.203
Despesas		
Encargos de dívidas	(130.291)	(134.330)
Atualizações monetárias e cambiais	(127.910)	(32.157)
(-) Juros capitalizados	3.867	-
Atualização monetária, juros e multa sobre impostos	-	(83)
Atualizações de passivo financeiro setorial	(35.388)	(40.280)
Outros	(26.301)	(13.216)
Total	(316.023)	(220.066)
Resultado Financeiro	(105.554)	(106.863)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,23% a.a. até abril de 2018 e, a partir de maio de 2018 a taxa média é de 8,09% a.a. sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 53.968 no exercício de 2018 (nota 28).

25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2018, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A.

Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

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

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

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

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2018, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 4.397 (R\$ 111 em 2017). Este valor é composto por R\$ 3.494 (R\$ 111 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 97 de benefícios pós-emprego e R\$ 806 de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

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

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

<u>Empresas</u>	<u>Passivo</u>		<u>Despesa/custo</u>	
	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Encargos - Rede Básica				
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	13.131	21.629	14.794

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	621	-	3.697	-	-	-	9.761	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	275	-	2.776	-	-	-	9.106	-
Companhia Jaguarí de Energia	157	-	226	-	-	-	56	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	13	-	-	-	-	-
CPFL Energia S.A.	38	-	-	-	-	-	(156)	-
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	20	-	-	-	4	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	30	3	-	-	32	27
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A.	-	-	72.304	-	-	-	19	2.083
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	121.107	-	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	5.143	-	242	-	2.267	-	102	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.178	-	-	-	11.594	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	1.220	3.688	-	-	13.188	3.688
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	116	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	5.144	1.481	5.156	-	-	10.190	12
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	40	8	-	-	32	113
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	8	8	-	-	85	89
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	580	387	-	-	3.386	4.548
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	80	82	-	-	630	921
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	216	283	-	-	1.669	2.441
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	3.750	1.910	-	-	14.647	16.309
CPFL Renováveis - Consolidado	8	-	(75)	-	21	-	146	465
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	-	-	605	-	-	-	5.298
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	38	15
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	31	14
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	565	400

(*) Os saldos do ativo e passivo, e as operações de resultado após 31/10/2018 estão apresentadas na ROE Sul Distribuidora de Energia S.A. em função do agrupamento.

26. SEGUROS

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

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2018
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	608.610
Transporte	Transporte nacional	209.278
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	104.094
Automóveis	Cobertura para terceiros	137
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	213.668
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	206.500
Outros		
Total		1.377.287

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia S.A. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério de rateio.

27. GESTÃO DE RISCO

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

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna, Riscos e Compliance e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

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

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

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

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

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

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

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

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 28. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na

compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 28.

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

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

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

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

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

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

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

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

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia utiliza-se de sistema de software (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress*

Testing e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos. Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2018	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	245.073	245.073
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	100.181	100.181
					<u>345.254</u>	<u>345.254</u>
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	762.619	744.912
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	1.638.420	1.638.420
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.223.100	1.002.303
Debêntures - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	228.965	228.965
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	8.395	8.395
					<u>3.861.499</u>	<u>3.622.995</u>

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 16.557 em 2018.

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

Legenda

Categoria:

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

Mensuração:

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

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

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - CDE, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) encargos setoriais, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias 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 13). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	88.014	(2.636)	85.378	90.898	(5.520)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,95%) or (3,21% a 3,65%)	99,80% a 116% do CDI	out/18 a mar/22	1.124.450
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(5.759)	(5.759)	1.782	(7.542)	Euro + de 0,75 a 0,80%	103,5% a 105,8% do CDI	jun/21 a fev/22	444.130
	<u>88.014</u>	<u>(8.395)</u>	<u>79.618</u>	<u>92.681</u>	<u>(13.062)</u>				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	12.167	-	12.167	1.091	11.076	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	ago/25	219.600
Total	<u>100.181</u>	<u>(8.395)</u>	<u>91.785</u>	<u>93.771</u>	<u>(1.986)</u>				
Circulante	9.811	-							
Não circulante	90.369	(8.395)							

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:

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária, variação cambial e MTM	Liquidação	Agrupamento Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Derivativos					
Para dívidas designadas a valor justo	-	234.360	(148.431)	7.843	93.771
Para dívidas não designadas a valor justo	-	(2.669)	5.460	(2.791)	-
Marcação a mercado (*)	-	(12.166)	-	10.179	(1.986)
	<u>-</u>	<u>219.525</u>	<u>(142.971)</u>	<u>15.231</u>	<u>91.785</u>

(*) Os efeitos no resultado de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 12.802 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) ganho de R\$ 636 para as dívidas não designadas a valor justo.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures 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 o exercício de 2018 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado
	2018
Variação de taxas de juros	(2.509)
Variação cambial	68.767
Marcação a mercado	(12.544)
Total	53.713

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, TJLP, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

d.1) Variação cambial

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

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.201.900)	baixa dolar	(35.671)	273.722	583.114
Derivativos - swap plain vanilla	1.225.345		36.367	(279.061)	(594.489)
	23.445		696	(5.339)	(11.375)
Instrumentos financeiros passivos	(436.521)	baixa euro	(27.603)	88.428	204.459
Derivativos - swap plain vanilla	443.457		28.042	(89.833)	(207.708)
	6.936		439	(1.405)	(3.249)
Total	30.381		1.135	(6.744)	(14.624)

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

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

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A.

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

d.2) Variação das taxas de juros

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

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	taxa no período	taxa Cenário provável (a)	Receita (despesa) no resultado		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	200.933				13.201	16.502	19.802
Instrumentos financeiros passivos	(1.096.792)				(72.059)	(90.074)	(108.089)
Derivativos - swap plain vanilla	(1.816.835)				(119.366)	(149.208)	(179.049)
	(2.712.694)	alta CDI	6,40%	6,57%	(178.224)	(222.780)	(267.336)
Instrumentos financeiros passivos	(608.509)				(42.778)	(53.473)	(64.167)
	(608.509)	alta TJLP e TLP	6,72% e 7,42%	7,03%	(42.778)	(53.473)	(64.167)
Instrumentos financeiros passivos	(369.484)				(12.341)	(15.426)	(18.511)
Derivativos - swap plain vanilla	239.817				8.010	10.012	12.015
	(129.667)	alta IPCA	3,69%	3,34%	(4.331)	(5.414)	(6.496)
Ativos e passivos financeiros setoriais	408.813				26.777	20.083	13.389
Instrumentos financeiros passivos	(47.273)				(3.096)	(2.322)	(1.548)
	361.540	baixa SELIC	6,40%	6,55%	23.681	17.761	11.841
Total	(3.089.330)				(201.652)	(263.906)	(326.158)

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 4.199.

e) Risco de crédito

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

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

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

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

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

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

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

Caixa e equivalentes de caixa

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

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

f) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2018, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2018	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	12	583.565	-	-	-	-	138.138	721.703
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	9.509	50.156	271.934	1.753.477	440.593	293.269	2.818.938
Derivativos	29	-	2	76	4.811	3.857	-	8.746
Debêntures - principal e encargos	13	8.677	53.830	67.815	1.096.561	262.787	327.890	1.817.560
Encargos setoriais	14	37.558	-	-	-	-	-	37.558
Outros	17	19.394	42.166	10.801	-	-	47.831	120.192
Consumidores e concessionárias		19.394	13.682	-	-	-	47.831	80.907
EPE / FNDCT / PROCEL		-	1.458	10.801	-	-	-	12.259
Convênio de arrecadação		-	27.026	-	-	-	-	27.026
Total		658.703	146.154	350.626	2.854.849	707.237	807.128	5.524.697

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

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

	2018		2017	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	783.207	208.205	119.102	25.435
Compra estimada (*)	73.654	6.319	138.851	35.523
Total	856.861	214.524	257.953	60.958

	2018		2017	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	743.923	327.981	981.413	225.376
Venda estimada (*)	66.244	6.525	(24.804)	96.530
Total	810.167	334.506	956.609	321.906

(*) Referente ao período 01 de novembro de 2018 a 31 de dezembro de 2018 (período de 01 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 2017 a 31 de dezembro de 2017, os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

30. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

30.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 27 de março de 2018 e 12 de maio de 2018, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 16/2018 as metodologias e os critérios gerais para o quarto ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia.

Após análise das contribuições recebidas, por meio da AP nº 004/2018 e AP nº 16/2018 amparada pelo laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e pelos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 12 de junho de 2018, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.401/2018, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Rio Grande Energia S/A. e em 17 de abril de 2018 a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.385/2018, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da RGE SUL Distribuidora de Energia S/A. onde foram em média reajustadas em 20,58% para RGE e 22,47% para a RGE SUL as tarifas, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos das distribuidoras.

Após a homologação do resultado, a RGE vislumbrou a necessidade de interpor pedido de reconsideração à ANEEL, o qual ainda se encontra em tramitação, não tendo sido julgado pela ANEEL até o mês de março/2019.

30.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória

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

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

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, demonstrado na Nota Técnica RGE n.º 135/2018-SGT/ANEEL e Nota Técnica RGE SUL n.º 76/2018 SGT/ANEEL

Descrição	Valores - R\$ Mil	
	RGE	RGE Sul
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	5.918.687	4.945.792
(6) Depreciação Acumulada	2.562.644	2.334.386
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.356.043	2.611.407
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.821	9.124
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	3.350.222	2.602.283
(10) Almojarifado em Operação	6.021	10.514
(11) Ativo Diferido	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	404.243	292.030
(13) Terrenos e Servidões	80.358	67.931
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	3.032.357	2.388.698
(15) Saldo RGR PLPT	4.337	22.243
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-	-
(19) RC sem Obrigações Especiais	371.267	290.290
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	7.963	5.122
(21) Remuneração do Capital (RC)	379.230	295.412

30.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – “CAIMI”

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

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

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica RGE n.º 135/2018-SGT/ANEEL e Nota Técnica RGE SUL n.º 76/2018 SGT/ANEEL

Descrição	Valores - R\$ Mil	
	RGE	RGE Sul
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	387.708	333.509
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	174.468	150.079
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	46.525	40.021
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	166.714	143.409
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	19.642	16.896
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	9.498	8.171
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	41.675	35.849
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	70.816	60.916

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

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

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET, levando em conta os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à

revisão. Assim, o Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação na revisão tarifária do 4CRTP conforme Nota Técnica nº 135/2018-SGT/ANEEL

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	1,07%
Componente Q do Fator X	0,05%

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

31. CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

31.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2018			31/12/2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo						
Ativo Circulante	2.941.751	(771.965)	2.169.786	1.301.220	(464.640)	836.580
Caixa e Equivalentes de Caixa	245.073	-	245.073	179.243	-	179.243
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.254.981	-	1.254.981	504.173	-	504.173
Serviços em Curso	53.801	460	54.261	-	-	-
Tributos Compensáveis	99.234	-	99.234	24.374	-	24.374
Almoxarifado Operacional	21.084	-	21.084	11.627	-	11.627
Investimentos Temporários	797	(0)	797	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais	1.086.856	(771.765)	315.091	477.410	(456.742)	20.668
Despesas Pagas Antecipadamente	71.250	-	71.250	9.257	-	9.257
Instrumentos Financeiros Derivativos	9.811	-	9.811	-	-	-
Outros Ativos Circulantes	98.863	(659)	98.204	95.136	(7.898)	87.238
Ativo Não Circulante	8.665.707	(1.351.326)	7.314.380	3.683.439	(339.297)	3.344.142
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	145.776	-	145.776	113.340	-	113.340
Tributos Compensáveis	82.452	-	82.452	31.673	-	31.673
Depósitos Judiciais e Cauções	122.139	9.444	131.583	65.465	-	65.465
Investimentos Temporários	9.444	(9.444)	-	-	-	-
Tributos Diferidos	320.331	168.988	489.319	390.004	(22.643)	367.361
Ativos Financeiros Setoriais	406.838	(313.117)	93.722	191.180	(139.719)	51.461
Despesas Pagas Antecipadamente	157	-	157	-	-	-
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	(378)	-	5.091	(5.091)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	90.369	-	90.369	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	3.229.979	3.229.979	-	1.198.822	1.198.822
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	22.114	22.114
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	479.783	(479.783)	-	300.905	(300.905)	-
Imobilizado	6.768.539	(6.753.825)	14.713	2.518.256	(2.494.217)	24.039
Ativo contratual em curso	-	345.450	345.450	-	-	-
Intangível	239.499	2.451.360	2.690.860	67.525	1.402.342	1.469.867
Total do Ativo	11.607.457	(2.123.291)	9.484.167	4.984.659	(803.937)	4.180.722

	31/12/2018			31/12/2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo						
Passivo Circulante	2.324.421	(772.137)	1.552.284	1.269.203	(456.742)	812.461
Fornecedores	583.565	-	583.565	405.418	-	405.418
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	331.931	(72.304)	259.626	32.133	-	32.133
Obrigações Sociais e Trabalhistas	41.514	-	41.514	29.846	-	29.846
Benefício Pós-Emprego	-	-	-	34	-	34
Tributos	148.014	-	148.014	76.443	-	76.443
Provisão para Litígios	-	-	-	87.565	-	87.565
Mutuo com Coligadas, controladas e controladora	-	72.304	72.304	-	-	-
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	121.107	-	121.107	-	-	-
Encargos Setoriais	169.713	(372)	169.341	127.861	-	127.861
Passivos Financeiros Setoriais	771.765	(771.765)	-	456.742	(456.742)	-
Outros Passivos Circulantes	156.811	-	156.811	53.161	-	53.161
Passivo Não Circulante	5.234.937	(1.030.330)	4.204.607	2.157.715	(394.936)	1.762.779
Fornecedores	138.138	-	138.138	128.438	-	128.438
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.593.478	-	3.593.478	1.342.197	-	1.342.197
Benefício Pós-Emprego	89.922	-	89.922	77.589	-	77.589
Tributos	8.919	-	8.919	18.839	-	18.839
Provisão para Litígios	231.292	-	231.292	82.813	-	82.813
Encargos Setoriais	53.617	-	53.617	38.939	-	38.939
Passivos Financeiros Setoriais	313.117	(313.117)	-	139.719	(139.719)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	8.395	-	8.395	-	-	-
Outros Passivos Não Circulantes	80.845	-	80.845	73.964	-	73.964
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	717.214	(717.214)	-	255.217	(255.217)	-
Total do Passivo	7.559.358	(1.802.468)	5.756.891	3.426.918	(851.678)	2.575.240
Patrimônio Líquido						
Capital Social	2.788.106	(69.672)	2.718.434	1.495.084	-	1.495.084
Reservas de Capital	217.390	69.672	287.062	103.545	-	103.545
Outros Resultados Abrangentes	598.355	(661.357)	(63.001)	(36.314)	(19.558)	(55.872)
Reservas de Lucros	309.048	320.045	629.094	70.781	-	70.781
Prejuízos Acumulados	(20.488)	20.488	-	(67.299)	67.299	-
Ações em Tesouraria	-	-	-	(8.056)	-	(8.056)
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	155.688	(0)	155.688	-	-	-
Total do Patrimônio Líquido	4.048.099	(320.823)	3.727.276	1.557.741	47.741	1.605.482
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	11.607.457	(2.123.291)	9.484.167	4.984.659	(803.937)	4.180.722

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2018 e 2017:

Reclassificações e ajustes de 2018:

	Reclassificações							Ajustes					Societário	
	Regulatório	Mútuos (b)	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Bens não vinculados	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Encargos Setoriais P&D e PEE (31.3.4)		IR e C S Diferidos (31.3.5)
Ativo														
Ativo Circulante														
Serviços em Curso	53.801	-	-	-	-	-	-	450	-	-	-	-	-	54.261
Ativos Financeiros Setoriais	1.086.856	-	(771.765)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	315.091
Outros Ativos Circulantes	98.863	-	-	-	-	-	-	(659)	-	-	-	-	-	98.204
Ativo Não Circulante														
Tributos diferidos	328.331	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	168.988	-	489.319
Ativos Financeiros Setoriais	406.838	-	(313.117)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.722
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	-	2.971.453	-	(254.598)	-	-	-	513.124	-	-	-	3.229.979
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	-	-	-	-	-	(378)	-	-	-	-	-	-	-
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	479.783	-	-	-	-	-	(479.783)	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	6.768.539	-	-	(2.971.453)	(2.876.789)	254.598	-	(1.168.181)	-	-	-	-	-	14.713
Ativo contratual em curso	-	-	-	-	417.658	(72.208)	-	-	-	-	-	-	-	345.450
Intangível	239.499	-	-	-	2.459.131	(488.673)	480.161	(30.454)	-	31.196	-	-	-	2.690.850
Total	9.454.889	-	(1.084.882)	-	-	(568.882)	-	(199)	(1.190.635)	513.124	31.196	-	168.988	7.331.598
Passivo														
Passivo Circulante														
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	331.931	(72.304)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	259.626
Mutuo com Coligadas, controladas e controlado	-	72.304	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.304
Passivos Financeiros Setoriais	771.765	-	(771.765)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante														
Encargos Setoriais	168.713	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(372)	-	-	169.341
Passivos Financeiros Setoriais	313.117	-	(313.117)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	717.214	-	-	-	-	(568.882)	-	(156.332)	-	-	-	-	-	-
Total	2.303.740	-	(1.084.882)	-	-	(568.882)	-	(156.332)	-	-	(372)	-	-	591.272
Total	7.151.150	-	-	-	-	-	-	(199)	(1.834.303)	513.124	31.196	372	168.988	6.830.326

(a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.

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

Reclassificações e ajustes de 2017:

	Reclassificações					Ajustes					Societário
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Bens não vinculados	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Expectativa de Fluxo de Caixa (31.3.2)	Depreciação e Amortização (30.3.1)	Custo de Desativação (31.3.1)	
Ativo											
Ativo Circulante											
Ativos Financeiros Setoriais	477.410	(456.742)	-	-	-	-	-	-	-	-	20.668
Outros Ativos Circulantes	95.136	-	-	-	-	-	-	-	(7.898)	-	87.238
Ativo Não Circulante											
Tributos diferidos	390.004	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.643)	367.361
Ativos Financeiros Setoriais	191.180	(139.719)	-	-	-	-	-	-	-	-	51.461
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	1.045.639	-	-	-	153.183	-	-	-	1.198.822
Bens e Direitos para Uso Futuro	5.091	-	-	-	-	(5.091)	-	-	-	-	-
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	-	22.114	-	-	-	-	22.114
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	300.905	-	-	-	-	(300.905)	-	-	-	-	-
Imobilizado	2.518.256	-	-	(2.464.385)	-	4.568	(34.400)	-	-	-	24.039
Intangível	67.525	-	(1.045.639)	2.464.385	(284.382)	279.314	-	(11.335)	-	-	1.469.867
	4.045.507	(596.461)	-	-	(284.382)	-	(34.400)	153.183	(11.335)	(7.898)	3.241.570
Passivo											
Passivo Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	456.742	(456.742)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	139.719	(139.719)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	255.217	-	-	-	(284.382)	(4.767)	50.788	(16.856)	-	-	-
	851.678	(596.461)	-	-	(284.382)	(4.767)	50.788	(16.856)	-	-	-
Total	3.193.829	-	-	-	-	(29.633)	102.395	5.521	(7.898)	(22.643)	3.241.570

(a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.

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

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	31/12/2018	31/12/2017
Total do ativo conforme contabilidade societária	9.484.167	4.180.722
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	3.891.482	34.400
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(2.700.847)	11.335
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(513.124)	(153.183)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(31.196)	-
Custos de desativação	-	7.898
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	199	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(168.988)	22.643
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	1.084.882	596.461
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	560.882	284.382
Total do ativo regulatório	11.607.457	4.984.658

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias a partir de 2015 é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos seguindo o mesmo critério utilizado para as demonstrações contábeis societárias

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2018	31/12/2017
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	3.727.276	1.605.482
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:	320.823	(47.742)
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	3.647.319	29.633
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(2.613.016)	-
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(513.124)	(102.395)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(31.196)	2.377
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	199	-
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	(372)	-
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(168.988)	22.643
Patrimônio líquido regulatório	4.048.099	1.557.740

31.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2018			2017		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário Reclássifica
Receita / Ingresso	6.439.436	566.755	7.006.191	5.046.573	410.776	5.457.349
Fornecimento de Energia Elétrica	3.030.211	-	3.030.211	2.187.388	-	2.187.388
Suprimento de Energia Elétrica	111.662	-	111.662	13.667	-	13.667
Energia Elétrica de Curto Prazo	142.450	-	142.450	321.906	-	321.906
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.708.219	(25.561)	2.682.658	1.951.073	-	1.951.073
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	27.531	-	27.531	221.667	-	221.667
Serviços Cobráveis	11.522	-	11.522	20.160	(20.160)	-
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	407.842	-	407.842	302.239	-	302.239
Outras Receitas	-	592.316	592.316	28.473	430.936	459.409
Tributos	(2.048.264)	-	(2.048.264)	(1.469.855)	-	(1.469.855)
ICMS	(1.435.196)	-	(1.435.196)	(1.034.730)	-	(1.034.730)
PIS-PASEP	(109.330)	-	(109.330)	(77.615)	-	(77.615)
COFINS	(503.581)	-	(503.581)	(357.499)	-	(357.499)
ISS	(157)	-	(157)	(11)	-	(11)
Encargos - Parcela "A"	(759.830)	253	(759.577)	(617.246)	-	(617.246)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(18.491)	127	(18.364)	(14.669)	14.669	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(18.491)	127	(18.364)	(14.669)	(14.669)	(29.338)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(679.059)	-	(679.059)	(449.615)	-	(449.615)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(4.681)	-	(4.681)	(3.094)	3.094	-
Outros Encargos	(39.109)	0	(39.109)	(135.199)	(3.094)	(138.293)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	3.631.342	567.008	4.198.349	2.959.472	410.776	3.370.248
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(2.652.466)	(12.009)	(2.664.474)	(2.235.224)	-	(2.235.224)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.145.777)	(12.009)	(2.157.786)	(2.002.027)	-	(2.002.027)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(53.550)	-	(53.550)	-	-	-
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(453.139)	-	(453.139)	(233.197)	-	(233.197)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	978.876	554.999	1.533.875	724.248	410.776	1.135.024
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(757.039)	(433.310)	(1.190.349)	(676.808)	(430.584)	(1.107.392)
Pessoal e Administradores	(190.771)	-	(190.771)	(168.223)	(2.770)	(170.993)
Entidade de previdência privada	(9.811)	-	(9.811)	-	-	-
Material	(31.431)	-	(31.431)	(20.373)	(10.106)	(30.479)
Serviços de Terceiros	(146.626)	-	(146.626)	(115.876)	(18.887)	(134.763)
Arrendamento e Aluguéis	(14.510)	-	(14.510)	(15.362)	-	(15.362)
Seguros	(910)	-	(910)	(783)	783	-
Doações, Contribuições e Subvenções	(927)	-	(927)	-	-	-
Provisões	(36.006)	-	(36.006)	(118.626)	(3.003)	(121.629)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(26.025)	-	(26.025)	-	-	-
(-) Recuperação de Despesas	3.417	-	3.417	2.066	(2.066)	-
Tributos	(1.516)	-	(1.516)	(689)	689	-
Depreciação e Amortização	(238.927)	40.707	(198.220)	(160.534)	13.451	(147.083)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(58.223)	-	(58.223)	(22.092)	22.092	-
Outras Receitas Operacionais	74.660	(74.660)	-	3.196	(3.196)	-
Outras Despesas Operacionais	(79.432)	(399.357)	(478.789)	(59.512)	(427.571)	(487.083)
Resultado da Atividade	221.837	121.689	343.526	47.440	(19.808)	27.632
Resultado Financeiro	(105.554)	(7.581)	(113.136)	(106.863)	-	(106.863)
Receitas Financeiras	210.468	(110.763)	99.706	113.203	(33.948)	79.255
Despesas Financeiras	(316.023)	103.181	(212.841)	(220.066)	33.948	(186.118)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	116.283	114.108	230.391	(59.423)	(19.808)	(79.231)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	107.952	(37.964)	69.988	44.796	9.213	54.009
Resultado Líquido do Exercício	224.236	76.144	300.379	(14.626)	(10.596)	(25.222)
Atribuível aos Acionistas Controladores	224.236	76.142	300.379	(14.626)	(10.596)	(25.222)

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória, nos exercícios de 2018 e 2017:

Reclassificações e ajustes de 2018:

Regulatório	Reclassificações							Ajustes					Societário	
	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 societários (a)	Variação cambial Itaipu (a)	Variação cambial, atualização monetária e marcação a mercado (a)	Reavaliação regulatória copropriedária (31.3.1)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Encargos societários - P&D e PEE (31.3.4)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)		IR e C.S. Diferidos (31.3.6)
Receita/Ingresso														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.708.219		(25.561)											2.682.658
Outras receitas	-	456.022		59.543						66.750				582.316
Encargos - Parcela "A"														
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(18.491)										527			(18.364)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(18.491)										527			(18.364)
Costos Não Gerenciáveis - Parcela "A"														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.145.777)					(12.809)								(2.157.786)
Costos Não Gerenciáveis - Parcela "A"														
Arrendamento e Aluguel	(14.518)													(14.518)
Depreciação e Amortização	(238.927)							44.545	(3.839)					(198.220)
Outras Receitas Operacionais	74.668			(59.543)	(5.116)									-
Outras Despesas Operacionais	(79.432)	(456.022)	25.561		5.116			20.068	3.859					(478.789)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	210.468				(35.388)		(75.375)							99.706
Despesas Financeiras	(316.023)				35.388	12.809	75.375					(19.590)		(212.841)
Despesa com impostos sobre o Lucro													(37.964)	69.988
Lucro Líquido	224.236							64.634	2.960	66.750	253	(19.590)	(37.964)	300.379

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

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

Reclassificações e ajustes de 2017:

	2017								
	Reclassificações				Ajustes				
Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Depreciação e Amortização (31.3.1)	Ajustes do Intangível	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Custos de Desativação	PIS/COFINS Diferidos Expectativa de Fluxo de Caixa	IR e CS Diferidos (31.3.6)	Societário
Receita/Ingresso									
Outras receitas	48.633	410.775	-	-	-	-	-	-	459.408
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"									
Depreciação e Amortização	(160.534)	-	-	10.686	2.765	-	-	-	(147.083)
Outras receitas operacionais	3.196	-	(3.196)	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(519.470)	(410.775)	3.196	-	-	(33.258)	-	-	(960.307)
Resultado Financeiro									
Receitas Financeiras	113.203	-	(33.948)	-	-	-	-	-	79.255
Despesas Financeiras	(22.066)	-	33.948	-	-	-	-	-	(186.118)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	44.796	-	-	-	-	-	-	9.213	54.009

(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>
Lucro líquido conforme contabilidade societária	300.379	(25.222)
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatório		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(20.088)	-
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(44.545)	(10.686)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(66.750)	-
Ajustes do ativo Intangível da concessão	(2.060)	(2.765)
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)	19.590	-
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	(253)	-
Custos de desativação	-	33.258
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	37.964	(9.213)
Lucro líquido regulatório	<u>224.236</u>	<u>(14.626)</u>

31.3. Composição dos Ajustes

31.3.1. Reavaliação compulsória - Depreciação

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

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

Saldo em 31 de dezembro de 2018:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	3.678.197	(2.518.016)	1.160.181
Ativo intangível	213.285	(182.831)	30.454
Obrigações especiais	(244.163)	87.831	(156.332)
Total	3.647.319	(2.613.016)	1.034.303
Efeito IR e CSLL	(1.240.089)	888.425	(351.663)
Efeito líquido	<u>2.407.231</u>	<u>(1.724.591)</u>	<u>682.640</u>

Saldo em 31 de dezembro de 2017:

	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	773.799	(739.399)	34.400
Obrigações especiais	(11.429)	6.662	(4.767)
Total	762.370	(732.737)	29.633
Efeito IR e CSLL	(259.206)	249.131	(10.075)
Efeito líquido	503.164	(483.606)	19.558

31.3.2. Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

31.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e que serão amortizados até o prazo final da concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

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

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

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

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

31.3.6. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

32. COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2018	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis		3.670	4.646	4.018	4.804	17.138
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 9 anos	2.700.300	4.826.721	5.379.705	11.387.977	24.294.703
Compra de energia de Itaipu	até 9 anos	887.985	1.829.078	1.914.138	4.386.186	9.017.387
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 9 anos	754.145	1.880.429	2.362.396	4.589.426	9.586.396
Projetos de construção de subestação	até 2 anos	19.112	939	-	-	20.051
Total		4.365.212	8.541.813	9.660.257	20.368.393	42.935.675

33. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possui no exercício de 2018, um valor de R\$ 3.867 (R\$ 3.011 em 2017) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

34. EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 (nota 6) e, em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato.

A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito, no montante de R\$ 437.800 (nota 6).

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 99.909 (R\$ 128.438 atualizados até 31 de dezembro de 2017) (nota 12), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante, que atualizado até 31 de dezembro de 2018 corresponde a R\$ 47.831 (nota 18).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

MARIO ANTONIO COSTA CALDAS
Conselheiro

DIRETORIA

JOSÉ CARLOS SACIOTO TADIELLO
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

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 S-RS

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 RGE
Sul Distribuidora de Energia S.A. São
Leopoldo - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“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 Rio Grande Energia S.A. 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 Rio Grande Energia S.A. 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 Rio Grande Energia S.A. a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.



Principais assuntos de auditoria

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

a) Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

(Consulte as notas explicativas 3.12 e 21 às demonstrações contábeis regulatórias)

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

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

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

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

b) Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos

(Consulte as notas explicativas 3.13 e 9 às demonstrações contábeis regulatórias)

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

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados com a preparação e revisão do plano de negócios, orçamento, estudos técnicos e análises quanto à probabilidade da existência de lucros tributáveis futuros. Com o suporte de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos a razoabilidade e consistência dos dados e premissas e das metodologias utilizadas pela Companhia na projeção de lucros tributáveis futuros, especialmente as relativas ao crescimento econômico

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.



projetado, volume e preço de venda de energia e as taxas de desconto e comparamos com dados disponíveis no mercado. Com o apoio dos nossos especialistas da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos. Avaliamos ainda se as divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias consideram as informações relevantes.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o valor recuperável dos ativos fiscais diferidos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Outros assuntos

Demonstrações Financeiras

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. elaborou um conjunto de demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, sem qualificações, com data de 11 de março de 2019.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício comparativo

Os valores correspondentes relativos ao balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, e dos fluxos de caixa, referentes ao exercício findo nessa data, apresentados para fins de comparação, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório sem modificação, datado de 16 de abril de 2018.

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 SP027612/O-4

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



TERMO DE RESPONSABILIDADE

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Campinas, 18 de abril de 2019

Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.


José Carlos Saciloto Tadiello
Diretor Presidente
CPF: 227.455.640-72


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


Sergio Luis Felice
Contador
CT CRC: 1SP192.767/O-6
CPF: 119.410.838-54



RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

X - fornecer informação falsa à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.

27 4