

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados consolidados em relação ao exercício de 2018, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

O grupo CPFL seguiu bastante ativo no ano de 2018, promovendo melhorias em suas operações e gestão, bem como acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2018 refletiram o crescimento das vendas de energia em todas as classes de consumo, a nossa disciplina na gestão de custos e despesas, bem como a queda da taxa de juros no Brasil.

O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.091 GWh, uma redução de 0,5%. As classes industrial e comercial registraram reduções de 5,6% e 0,1%, respectivamente, refletindo a lenta recuperação da atividade econômica, enquanto a classe residencial apresentou aumento de 2,6%. O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 17.757 GWh, um aumento de 8,7%.

A geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 5.637 milhões em 2018 (+15,9%), refletindo os resultados positivos de todos os segmentos de negócios. Destaque para o segmento de distribuição, cujo EBITDA atingiu R\$ 3.004 milhões em 2018 (+34,5%), refletindo principalmente os resultados advindos da conclusão dos processos de revisão tarifária (4º ciclo) da CPFL Paulista, RGE Sul (ambos em abril de 2018) e RGE (em junho de 2018). Além disso, a Companhia vem promovendo revisões organizacionais com objetivo de simplificar seus processos e estrutura, visando maior eficiência e foco aos negócios.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor e em nosso plano de investimentos em 2018, com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes. Investimos R\$ 2.060 milhões nesse período.

Dentre as iniciativas de valor, vale mencionar a participação da CPFL Geração nos seguintes leilões de transmissão: (i) em junho de 2018, a companhia venceu o Lote 9 (subestação Maracanaú II), no Ceará, e (ii) em dezembro de 2018, a companhia venceu os Lotes 5 (subestação Itá), em Santa Catarina, e 11 (subestações Osório 3, Porto Alegre 1 e Vila Maria), no Rio Grande do Sul.

Também tivemos a criação CPFL Soluções, que reúne serviços e produtos antes oferecidos sob as marcas CPFL Brasil, CPFL Serviços e CPFL Eficiência. Dessa forma, passamos a ter uma plataforma integrada de interação com os clientes que buscam soluções para comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

Cabe ressaltar ainda que a CPFL promoveu a incorporação da distribuidora RGE ("Incorporada") pela RGE Sul ("Incorporadora"). O agrupamento das concessões das 2 empresas se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018.

Também tivemos a entrada em operação da PCH Boa Vista II (29,9 MW de capacidade instalada), em novembro de 2018, e a participação da CPFL Renováveis no Leilão A-6 de agosto de 2018. A companhia venceu com os seguintes projetos: (i) PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, e (ii) Complexo Eólico Gameleira, com 69,3 MW de capacidade instalada, localizado no estado do Rio Grande do Norte.

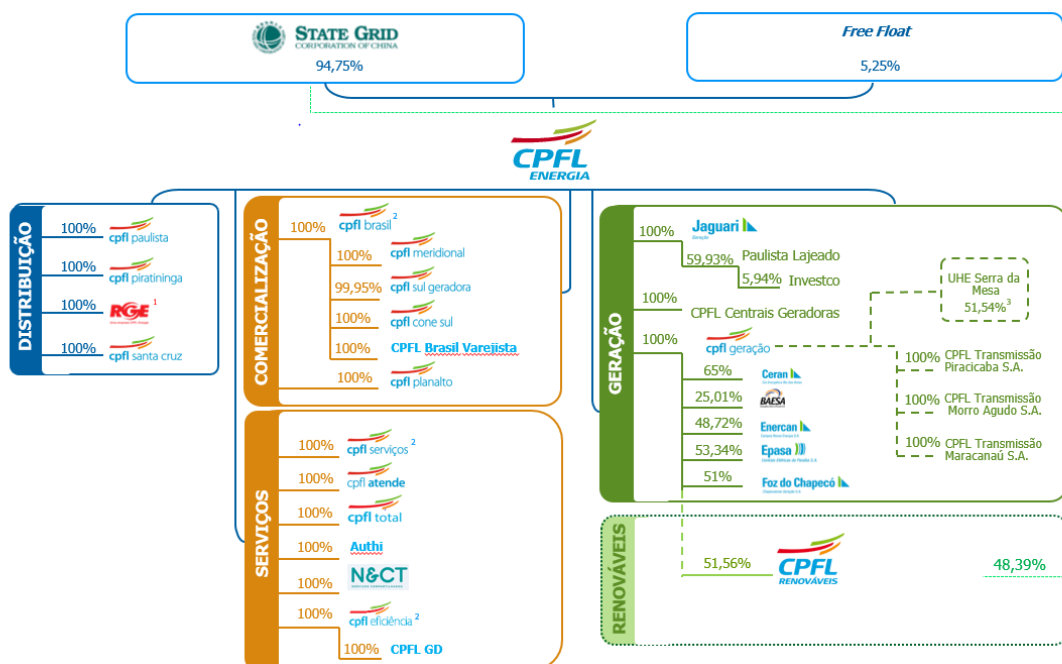
Ainda em relação à CPFL Renováveis, tivemos a realização da OPA Mandatória da companhia em 26 de novembro. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 243.771.824 ações ordinárias de emissão da companhia, representativas de 48,39% do capital social da companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 16,85, totalizando o valor de R\$ 4,1 bilhões. A State Grid e a CPFL Geração (controlada indiretamente pela State Grid) passaram a deter, em conjunto, 503.520.623 ações ordinárias de emissão da companhia, equivalente a 99,94% do capital social total da companhia.

A estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,05 vezes o EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, menor do que no ano anterior. Vale ressaltar que a redução nas taxas de juros beneficiou a Companhia.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO (simplificado)

A CPFL Energia atua como *holding*, participando no capital de outras sociedades:



Base: 31/12/2018

Notas:

(1) RGE Sul é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);

(2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;

(3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas.

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 a 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.

AMBIENTE REGULATÓRIO

As principais alterações da regulação setorial de 2018 no segmento de distribuição são destacadas a seguir:

- i. ANEEL aprimorou, por meio da Resolução Normativa nº 820/2018, as normas para constituição do Conselho de Consumidores de Energia Elétrica quando do agrupamento de áreas de concessão;
- ii. ANEEL aprimorou a Resolução Normativa nº 716/2016, que trata dos procedimentos aplicáveis no agrupamento de áreas de concessão de distribuição de energia elétrica sujeitas a controle societário comum e tratamento tarifário da nova área de concessão. A alteração se deu por meio da Resolução Normativa nº 835/2018, visando adequar textualmente as tratativas de agrupamento para as concessões que não aderiram ao novo modelo de contrato de concessão;
- iii. Reestruturação do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovada pela REN nº 814/2018, em duas dimensões: principiológica e procedimental;
- iv. Alteração do Submódulo 2.4 do PRORET, realizada por meio da Resolução Normativa nº 807/2018, que define a manutenção do valor do atual custo médio ponderado de capital até dezembro de 2019, bem como define antecipação a partir de janeiro de 2020 do processo de audiência pública para revisão de metodologia a ser aplicada;
- v. Atualização dos Submódulos 2.2 e 2.2A do PRORET, aprovados pela Resolução Normativa Nº 806/2018, estabelecendo novos níveis de eficiência para apuração dos custos

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

operacionais regulatórios nos processos de revisão tarifária das distribuidoras a partir de 2018;

- vi. Atualização do Submódulo 6.8 do PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias. As alterações foram divididas em duas etapas: a primeira para discutir e definir as faixas e gatilhos de acionamento de cada patamar de Bandeira; e a segunda para aprimorar a metodologia de repasse da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT. As alterações foram autorizadas pelas Resoluções Normativas nº 811/2018 e nº 826/2018;
- vii. Atualização as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL, por meio da Resolução Normativa nº 833, para atendimento à Resolução Normativa nº 824/2018, referente ao Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE;
- viii. Criação do PRORET Submódulo 5.4, por meio da Resolução Normativa nº 837/2018, para regulamentar o Encargo de Serviço de Sistema - ESS e do Encargo de Energia de Reserva - ERR para fins de repasse tarifário às distribuidoras;
- ix. Regulamentação da Conta de Energia de Reserva - CONER, por meio da Resolução Normativa nº 829/2018, considerando obter a melhor relação de custo/benefício entre a cobrança de encargos, a restituição de excedentes no saldo da CONER e o nível de segurança da conta para cumprir com suas obrigações de pagamento dos geradores contratados com a energia de reserva;
- x. Criação do Submódulo 12.6 do PRORET, por meio da Resolução Normativa nº 836/2018, para regulamentar a metodologia de cálculo das cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e da Usina Hidrelétrica de Itaipu;
- xi. Decreto nº 9642/2018, que alterou o Decreto nº 7.891/2013, para dispor sobre a redução gradativa dos descontos concedidos nas tarifas de uso do sistema de distribuição e de fornecimento de energia elétrica, em cumprimento ao relatório final do Plano de Redução Estrutural das Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE proposto pelo Ministério de Minas e Energia (MME), bem como a exclusão de benefícios tarifários cumulativos a determinadas classes de consumo e atividades econômicas.

TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Segmento de Distribuição

Reajuste Tarifário Anual (RTA):

As seguintes distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas conforme abaixo:

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguarí	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	2.376	2.376	2.376	2.376	2.376	2.472
Reajuste	5,71%	5,71%	5,71%	5,71%	5,71%	20,01%
Parcela A	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	7,07%
Parcela B	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%	1,76%
Componentes Financeiros	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	11,18%
Efeito para o consumidor	5,32%	7,03%	21,15%	7,50%	3,40%	19,25%
Data de entrada em vigor	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	23/10/2018

Considerando o agrupamento das concessões CPFL Santa Cruz / CPFL Leste Paulista / CPFL Jaguarí / CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa, ocorrido em 31/12/2017, os mesmos percentuais de

reajuste foram considerados para todas estas concessões, porém, o efeito percebido pelo consumidor é diferente em cada uma das concessões.

Revisão Tarifária Periódica:

	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE
Resolução Homologatória	2.381	2.385	2.401
Reajuste	12,68%	18,44%	21,27%
Parcela A	5,53%	6,79%	6,11%
Parcela B	3,14%	4,77%	9,45%
Componentes Financeiros	4,01%	6,88%	5,71%
Efeito para o consumidor	16,90%	22,47%	20,58%
Data de entrada em vigor	08/04/2018	19/04/2018	19/06/2018

CPFL Paulista

Em 3 de abril de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora CPFL Paulista. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 16,90% e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

RGE Sul

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 acima.

RGE

Em 19 de junho de 2018, a Aneel homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da distribuidora RGE. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 20,58% e os detalhes podem ser encontrados na tabela acima.

Segmento de Geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M. Os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela subsidiária indireta Campos Novos Energia (Enercan) utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M.

3. Desempenho operacional

VENDAS DE ENERGIA

Em 2018, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.091 GWh, uma redução de 0,5% (285 GWh) em relação a 2017.

Destaca-se o desempenho da classe residencial, que representa 37,0% do fornecimento de energia elétrica:

- **Classe Residencial:** aumento de 2,6%, refletindo a lenta recuperação da atividade econômica.
- **Classe Comercial:** redução de 0,1%, refletindo as menores vendas das distribuidoras para o mercado cativo, em função da migração de clientes para o mercado livre. Esse efeito foi parcialmente compensado pelas maiores vendas realizadas pelas comercializadoras para clientes livres.
- **Classe Industrial:** redução de 5,6%, refletindo as menores vendas das distribuidoras para o mercado cativo, em função da migração de clientes para o mercado livre, e as menores vendas realizadas pelas comercializadoras e pelos ativos de geração renovável (controlados pela CPFL Renováveis) para clientes livres.

O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 17.757 GWh, o que representou um aumento de 8,7% (1.420 GWh), devido principalmente ao aumento das vendas das comercializadoras (por meio de contratos bilaterais).

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Grupo manteve a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC			
	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2018	2017	2018	2017
CPFL Paulista	6,17	7,14	4,01	4,94
CPFL Piratininga	5,92	6,97	3,88	4,45
RGE	13,43	14,17	6,30	7,74
RGE Sul	15,56	15,58	5,89	7,62
CPFL Santa Cruz	6,01	6,20	5,09	5,12

*Valores anualizados

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2018, a capacidade instalada do segmento de Geração do grupo CPFL totalizava 3.272 MW, considerando-se a participação de 51,56% na CPFL Renováveis.

Em 31 de dezembro de 2018, o portfólio da CPFL Renováveis totalizava 2.133 MW de capacidade instalada em operação, compreendendo 40 PCHs (453 MW), 45 parques eólicos (1.309 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Em novembro de 2018, com mais de um ano de antecipação, houve a entrada em operação da PCH Boa Vista II, com 29,9 MW de capacidade instalada e localizada no município de Varginha, estado de Minas Gerais.

É importante destacar a participação da CPFL Renováveis no Leilão A-6 de agosto de 2018. A companhia venceu com os seguintes projetos: (i) PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, e (ii) Complexo Eólico Gameleira, com 69,3 MW de capacidade instalada, localizado no estado do Rio Grande do Norte. A entrada em operação destes projetos está prevista para 2024.

4. Desempenho econômico-financeiro

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

Receita Operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 42.626 milhões, representando um aumento de 6,4% (R\$ 2.573 milhões), decorrente dos aumentos: (i) de 12,9% (R\$ 3.324 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) de 19,7% (R\$ 796 milhões) em outras receitas operacionais; e (iii) de 68,8% (R\$ 141 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de 11,3% (R\$ 694 milhões) no suprimento de energia elétrica, pela variação de R\$ 693 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais, passando de um ativo de R\$ 1.901 milhões em 2017 para um ativo de R\$ 1.208 milhões em 2018, e pela redução de 14,5% (R\$ 301 milhões) na receita com construção da infraestrutura da concessão.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 14.490 milhões, apresentando um aumento de 8,9% (R\$ 1.181 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 28.137 milhões, representando um aumento de 5,2% (R\$ 1.392 milhões).

Geração Operacional de Caixa – EBITDA

O EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM Nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

<i>Conciliação do lucro líquido e EBITDA</i>		
	2018	2017
Lucro Líquido	2.165.995	1.243.042
Depreciação e amortização	1.594.065	1.529.052
Amortização Mais Valia de Ativos	579	579
Resultado financeiro	1.102.687	1.487.554
Contribuição social	213.673	168.728
Imposto de renda	560.310	434.901
EBITDA	5.637.308	4.863.856

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 5.637 milhões, um aumento de 15,9% (R\$ 773 milhões), refletindo principalmente o aumento de 5,2% (R\$ 1.392 milhões) na receita operacional líquida, a redução de 5,6% (R\$ 297 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada e custos com construção da infraestrutura da concessão, e o aumento de 7,0% (R\$ 22 milhões) na equivalência patrimonial. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 5,5% (R\$ 937 milhões) nos custos com energia elétrica e encargos.

Lucro Líquido

Em 2018, o lucro líquido do exercício atingiu R\$ 2.166 milhões, um aumento de 74,2% (R\$ 923 milhões), refletindo principalmente o aumento de 15,9% (R\$ 773 milhões) no EBITDA e a redução de 25,9% (R\$ 385 milhões) nas despesas financeiras líquidas. Tais efeitos foram parcialmente compensados pelos aumentos de R\$ 170 milhões no Imposto de Renda e Contribuição Social e de 4,3% (R\$ 65 milhões) nas depreciações e amortizações.

Destinação do Lucro Líquido do Exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	R\$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	2.058.040
Realização do resultado abrangente	25.117
Ajuste de exercícios anteriores - Adoção do IFRS 9	(82.607)
Reversão de reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	826.600
Lucro líquido base para destinação	2.827.151
Reserva legal	(102.902)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(2.235.465)
Dividendo mínimo obrigatório	(488.785)

Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 489 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 0,480182232 por ação, relativo ao exercício fiscal de 2018.

Reserva Estatutária – Reforço de Capital de Giro

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 2.235 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

Endividamento

No final de 2018 a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$19.752 milhões, apresentando um aumento de 0,7%. As disponibilidades totalizaram R\$ 1.891 milhões, um decréscimo de 41,8%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 17.860 milhões, registrando um aumento de 9,1%.

5. Investimentos

Em 2018, foram realizados investimentos de R\$ 2.062 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 1.770 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 237 milhões à geração (R\$ 225 milhões de geração renovável e R\$ 12 milhões de geração convencional) e R\$ 56 milhões à comercialização, serviços e outros. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 3 milhões relacionado ao segmento de transmissão que, de acordo com o IFRIC 15, está registrado como "Ativo Contratual das Transmissoras" (outros créditos).

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2018 podemos destacar:

Distribuição: foram feitos investimentos na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes, entre outros. Em 31 de dezembro de 2018, nossas distribuidoras possuíam 9,6 milhões de clientes, um acréscimo de 0,2 milhão de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 323.979 km de linhas de

distribuição (acréscimo de 5.961 km de linhas), incluindo 464.627 transformadores de distribuição (acréscimo de 6.886 transformadores). Nossas cinco subsidiárias de distribuição tinham 12.564 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV (acréscimo de 60 km de linhas). Nesta data, detínhamos 548 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subseqüente distribuição (aumento de 01 subestação), com capacidade total de transformação de 18.578 MVA (acréscimo de 110 MVA);

Geração: em 2018, foram investidos R\$ 237 milhões, sendo R\$ 12 milhões de geração convencional e R\$ 225 milhões de geração renovável, destinados principalmente à PCH Boa Vista II, que entrou em operação em novembro de 2018.

6. Governança corporativa

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2018, a CPFL completou 14 anos da abertura de seu capital na B3 e na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3 e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração ("Conselho"), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da holding e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros (sendo 2 membros independentes), cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

O Regimento Interno do Conselho estabelece os procedimentos para a avaliação dos conselheiros, sob a liderança do Presidente do Conselho, as principais obrigações e direitos dos conselheiros.

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 8 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança corporativa. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, o Diretor Presidente e o Diretor Presidente Adjunto ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros efetivos e igual número de suplentes, que também exerce atividades de Audit Committee, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores <http://www.cpfl.com.br/ri>.

7. Mercado de capitais

A CPFL Energia, com 5,25% (até 31 de dezembro de 2018) de suas ações em circulação no mercado (*free float*), tem suas ações negociadas no Brasil (B3) e na Bolsa de Nova York (NYSE).

Em 2018, as ações da CPFL Energia apresentaram valorização de 49,1% na B3 e de 29,4% na NYSE, encerrando o ano cotadas a R\$ 28,85 por ação e US\$ 14,80 por ADR. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 12,8 milhões, dos quais R\$ 11,1 milhões na B3 e R\$ 1,7 milhões na NYSE, representando uma redução de 73,7% em relação a 2017. O número de negócios realizados na B3 reduziu em 49,1%, passando de uma média diária de 3.230 negócios, em 2017, para 1.645 negócios, em 2018.

8. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

Desenvolvemos 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 de desempenho e metas relacionadas a temas relevantes para a sustentabilidade no Grupo CPFL, definidos com base em seu posicionamento e sua estratégia para o curto, médio e longo prazos, bem como na perspectiva dos principais públicos de relacionamento. A partir de 2018, incorporamos os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas na Plataforma, como parte do nosso processo de implementação.

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, como o estudo interno sobre precificação de carbono e a estruturação do portfólio de produtos de baixo carbono do grupo. Além disso, atuamos junto a organizações como Rede Brasileira do Pacto Global, Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), *World Business Council For Sustainable Development* (WBCSD), Fundação Getúlio Vargas (FGV), Iniciativas Empresariais em Clima (IECs), entre outras iniciativas e grupos empresariais.

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.

Gestão de Recursos Humanos: a companhia encerrou 2018 com 12.976 colaboradores (13.008 em 2017) e rotatividade de 16,25% (17,24% em 2017). As empresas do Grupo mantiveram programas de gestão e capacitação, com foco no desenvolvimento de competências estratégicas para os negócios, sucessão de lideranças, aumento da produtividade e em saúde e segurança ocupacional. O número médio de horas de treinamento por colaborador em 2018 foi de 55,64 (horas), superior à média da Pesquisa Sextante-2017 de 47 horas no Mercado de Energia e 32 horas no Mercado Geral. Para 2018 concretizamos a alteração da marca da Universidade que, como Universidade CPFL, passou a ter um novo posicionamento e acredita que a "Educação amplia Potenciais" (essência da marca), com isso, apresentamos a empresa as nossas 04 Escolas: Liderança, Negócios e Inovação, Excelência no Atendimento e Excelência Operacional.

Neste ano ainda tivemos a conclusão do 1º Ciclo dos Programas "Voando Alto" e "Decola Líder", que trouxeram melhores práticas de liderança a 150 gerentes e mais de 700 líderes respectivamente. Outra importante ação corporativa foi o lançamento do Programa "Expandindo Horizontes", que se estende no ano de 2019 potencializando a atuação dos 35 executivos do Grupo CPFL Energia.

O ano ainda foi marcado pela unificação das plataformas de aprendizagem, integrada com todo o Cadastro de Colaboradores do Grupo CPFL (Multi RH) que trouxe agilidade, melhoria na performance e alcance dos treinamentos oferecidos pela empresa.

Rede de Valor: Em 2018 foram realizados três encontros do evento Rede de Valor.

Os encontros tiveram a participação dos principais fornecedores de materiais e serviços de mão-de-obra intensiva do Grupo CPFL.

O primeiro encontro aconteceu em 23/05/2018, e tivemos as seguintes palestras:

- Gestão, Excelência, Ética - Marcos BARDAGI (Chief Operations Officer da Fundação Nacional da Qualidade - FNQ);
- Programa de Integridade - Helio Takashi Ito (Gerente de Riscos, Auditoria e Compliance do Grupo CPFL);
- Informações sobre SUPRE - FUNCOGE (Simpósio de Suprimentos e Logística das Empresas do Setor Elétrico).

O segundo encontro foi realizado em 25/09/2018, e tivemos duas palestras:

- Reforma Trabalhista: Panorama atual - Dr. Jorge Gonzaga Matsumoto (Sócio Bichara Advogados);
- Segurança nas empresas Contratadas - Marcos Victor Lopes (Gerente de Saúde e Segurança do Trabalho).

Para o último encontro do ano, realizado em 05/12/2018, tivemos as seguintes palestras:

- Cenário Macroeconômico - Silvio Campos Neto (Economista-sênior da Tendências Consultoria)
- Desafios do Setor Elétrico - Rafael Calaes (Gerente de Estratégia do Grupo CPFL)
- Novo Portal Financeiro de Fornecedores - André Barbosa (Especialista em Gestão de Caixa do Grupo CPFL).

Relacionamento com a comunidade: (i) Cultura e Esporte – Em 2018, o Instituto CPFL completou 15 temporadas de programação cultural, consolidando sua atuação em todo o território nacional e integrado em uma única rede programas sociais, culturais e esportivos. 2018 representou um marco, com iniciativas em 106 municípios de seis estados, atingindo um público de mais de 300 mil pessoas. Uma das novidades da programação cultural foi o Parklet Musical, uma praça sobre rodas que ocupou áreas originalmente destinadas a estacionamento de automóveis em 33 cidades. O projeto fez parte do Circuito CPFL, que incluiu também sessões de cinema do Cine Solar, corridas, caminhadas e passeios ciclísticos, totalizando 180 atividades

e 47 mil pessoas atingidas. Outro destaque foi o Mês da Cultura Chinesa, em setembro, com atividades no Café Filosófico CPFL e concertos da *Orquestra Sinfônica de Zhejiang* – a programação especial totalizou 30 eventos, em 5 cidades, e atingiu 25 mil pessoas. Na sede do Instituto CPFL, em Campinas, o Café Filosófico CPFL contou com 33 encontros, reunindo 7 mil frequentadores presenciais e 930 mil acessos nas *lives*, transmissões ao vivo dos encontros em redes sociais. Ainda na sede do instituto, o Cine CPFL exibiu 96 sessões, a Música Contemporânea ofereceu 14 concertos, e como eventos especiais foram organizados 2 festivais de cinema (13º Festival de Cinema Latino-Americano de São Paulo e 41ª Mostra Internacional de Cinema de São Paulo) e 1 festival de música (5º Festival de Música Contemporânea Brasileira), totalizando público de 5500 pessoas. Nas redes sociais, o Instituto CPFL atingiu 1,5 milhão de pessoas (somadas as *lives* e 600 mil seguidores nas plataformas digitais), realizou 20 produções audiovisuais inéditas (disponibilizadas no Youtube) e fez 875 uploads de vídeos no aplicativo instituto cpfl play. Como dispositivo de investimento social privado do Grupo CPFL, o Instituto CPFL reforçou, em 2018, o seu compromisso com o desenvolvimento local, incentivando o fortalecimento de políticas públicas. Essa atuação teve como objetivo fomentar o protagonismo social a partir da construção de uma grande rede do conhecimento. Os investimentos em iniciativas culturais e esportivas totalizaram R\$ 18.217,47; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.)** – Em 2018, as empresas do Grupo destinaram R\$ 2,1 milhões para os Fundos Municipais da Criança e Adolescente de 15 municípios da área de concessão. O repasse irá apoiar os Conselhos na execução de projetos e em um programa específico de capacitação e desenvolvimento institucional em 2019; **(iii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2018, as empresas do Grupo destinaram R\$ 1,9 milhões aos Fundos Municipais da Pessoa Idosa de 3 municípios para apoiar projetos de desenvolvimento tecnológico e de programa de qualificação de alas de atendimento a idosos de dois hospitais, incluindo Hospital do Câncer de Barretos; **(iv) Voluntariado** – Em 2018, foram desenvolvidas 21 ações com participação direta de 560 voluntários. As ações desenvolvidas em 9 cidades da área de concessão beneficiaram aproximadamente 3.300 pessoas direta e indiretamente; **(v) Apoio ao Pronon – Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (1% I.R.)** – Em 2018, as empresas do Grupo destinaram R\$ 1,9 milhões para apoiar projetos de ampliação tecnológica de Hospitais de Atendimento à Pessoas com Câncer em quatro municípios da área de interesse; **(vi) Eficiência energética (0,5% da ROL)** - O objetivo do Programa de Eficiência Energética é promover o uso eficiente e racional de Energia Elétrica por meio de projetos. Em 2018, investimos R\$ 67,6 milhões em projetos de Eficiência Energética. Contabilizamos, ainda, a conclusão de 44 projetos durante o ano de 2018, dos quais apuramos os seguintes quantitativos: entre os clientes de baixo poder aquisitivo, foram atendidas 56.613 residências e 107 Prédios Públicos, com a regularização de 1.370 ligações clandestinas, substituição de 2.000 geladeiras, 115.826 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), instalação de 4.000 aquecedores solares e 7.820 trocadores de calor; entre os clientes da tipologia de Poder Público, Serviço Público, Industrial, Comercial ou Residencial, foram contabilizados o atendimento de 42 Prédios Públicos, 19 Hospitais, 3 Prédios Comerciais, 96 Escolas, 1 Condomínio e 7.199 residências, resultando na substituição de 105.984 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), 32521 Sistemas de Iluminação (Luminárias, Lâmpadas e Reatores) e instalação de 23 bombas, 3 Chiller, 2 Torres de Resfriamento, 62 Motores, 2 Compressores, 38 equipamentos de ar condicionado e 7.199 geladeiras; na tipologia Educacional, contabilizamos a capacitação de 107.274 alunos e 5.154 Professores de 461 escolas de 158 municípios; por fim, contabilizamos a substituição de 443 motores em 17 indústrias no Projeto Prioritário da ANEEL de Bônus Motores. Em 2018 foram apropriados 81,4 milhões para o Programa de eficiência energética (0,4%) e R\$ 20,3 milhões (0,1%) foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL; **(viii) Projeto Tamboro** - visa implantar novas metodologias educacionais, através da utilização de uma plataforma adaptativa de aprendizagem baseada em jogos. Em 2018, foram atendidos cerca de 7 mil alunos de 14 escolas da rede pública em Santos/SP. O investimento foi de R\$ 1,3 milhões, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(ix) Projeto ToLife** - Implantação de um sistema para classificação de risco clínico e organização do fluxo de pacientes em Unidades de Pronto Atendimento de hospitais públicos e/ou que atendam SUS. Em 2018, foram atendidas 6 unidades de saúde do município de Campinas, incluindo a unidade de atendimento da UNICAMP, 3 unidades de saúde em Sorocaba e uma unidade de saúde em Americana. O investimento foi de R\$ 182 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(x) 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 de São Paulo, nos municípios de Marília; Bebedouro, e 02 bibliotecas no Rio Grande do Sul (nos municípios de Igrejinha e Nova Hartz). O investimento foi de R\$ 846 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES. As ações de investimento social local foram executadas em 128 cidades e atingiram aproximadamente 230 mil pessoas. **(xi) Escola de Eletricista** Escola de Eletricista é realizada em parceria com o SENAI, em mais de 10 Centros de Treinamentos só no estado de São Paulo e mais 4 no Rio Grande do Sul, visando qualificar mão de obra na atividade de eletricista de Distribuição e mitigar riscos advindos do apagão deste profissional no mercado. Constitui um investimento social por oferecer qualificação gratuita na comunidade em que atua, além de propiciar oportunidade, pois a empresa tem contratado muitos desses novos eletricistas. Em 2018, concluímos a formação de 250 novos eletricistas e 141 ainda estão em treinamento. Ao todo, foram 190 contratados. Para o ano de 2019 estão planejados 43 Escolas de Eletricistas, sendo 9 no Rio Grande do Sul e 34 em São Paulo.

Gestão ambiental: (i) Em 2018 o inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEEs) 2017 da CPFL Energia foi reconhecido com Selo Ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol e todas as informações relativas aos inventários estão disponíveis no site: <http://registropublicodeemissoes.com.br/participantes/1077e> (ii) cada empresa do Grupo desenvolveu projetos para mitigar os impactos socioambientais de seus empreendimentos, com destaque para:

Geração de energia – UHE Foz do Chapecó – Sistema de Gestão Integrado (SGI)

A Foz do Chapecó Energia obteve em novembro de 2018, da certificadora BSI (*British Standards Institution*), recomendação para manutenção nas normas ISOs 9001:2015 e 14001:2015 e OHSAS 18001:2007. A recomendação se deu após um processo de auditoria realizado entre os dias 26 e 30 de novembro. **Gestão Socioambiental:** Algumas ações de destaque em 2018, no contexto socioambiental: (i) soltura de aproximadamente 208 mil alevinos no reservatório da usina, como parte das ações visando ao repovoamento do lago; (ii) Conclusão da construção de três pontos de apoio à pesca a montante da usina, no Estado de Santa Catarina. Associações de pescadores ligadas a cada uma dessas estruturas receberam os recursos necessários para viabilizar a construção através da celebração de termos de convênio; (iii) repasse de R\$ 3,5 milhões, por meio de leis de incentivo fiscais, para patrocínio de projetos que atendem os municípios abrangidos pelo empreendimento. Entre os destaques estão projetos de contraturno escolar com aulas de dança, teatro e atividades esportivas, abrangendo cerca de 1,5 mil crianças e adolescentes em quatro municípios. Em infraestrutura, a Foz do Chapecó Energia destinou recursos para reformas em centros de convivência de idosos, iluminação de quadras esportivas, piscinas públicas para hidroginástica e, também, para a fase de acabamento do Museu dos Balseiros, projeto apoiado integralmente pela empresa desde o início. (iv) foi criado o programa Vizinho Amigo, com o intuito de incentivar os lindeiros da usina a conservar a Área de Preservação Permanente (APP) do reservatório. Além de recompensar com prêmios em dinheiro os vizinhos do reservatório, a empresa deu visibilidade às ações, com o intuito de torná-las exemplos de boas práticas ambientais; (v) a Biofábrica, laboratório de produção de plantas de alta qualidade genética, distribuiu 14 mil mudas de frutas para agricultores de Alpestre, Caxambu do Sul e Rio dos Índios. Além das plantas, os produtores receberam orientações sobre plantio, adubação, manejo nas diversas fases do cultivo e controle biológico de pragas, já que todo o processo é orgânico. **Pesquisa & Desenvolvimento:** Em 2018, a Foz do Chapecó Energia investiu R\$ 9,8 milhões em seu Programa de Pesquisa & Desenvolvimento, dos quais R\$ 3,3 milhões foram destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e R\$ 1,7 milhão alocado no Ministério de Minas e Energia. Outros R\$ 4,8 milhões foram investidos diretamente em projetos junto a Universidades, Centros de Pesquisa e empresas de tecnologia. **Código e Canal de Ética:** implantação e divulgação do Código de Ética na empresa e do canal íntegro, ampliando a transparência nos processos internos e com fornecedores da empresa.

A **Ceran**, ao longo de 2018 consolidou sua Política de Sustentabilidade e Investimentos Social Externo, dentro desta Política fomentou 61 projetos sociais, selecionando 33 os quais receberam investimento de R\$ 6,3 milhões dos quais R\$ 1,9 milhões oriundos do incentivo dos empreendimentos da CERAN através de recursos próprios e também de leis de incentivo fiscal,

e o restante captado através de parceiros e contrapartida de proponentes. Realizou o lançamento do canal de denúncias, vinculado ao seu Programa de Ética e Integridade na Conduta Empresarial dentro dos preceitos da Lei Federal 12.846/2013, lançado em 2017 www.canalintegro.com.br/energiaetica. A Companhia mantém um Sistema de Gestão Integrado certificado na sede da empresa e em suas Usinas (Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho), de acordo com as normas ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 sendo no final de 2018 mediante auditoria de terceira parte indicada para recertificação. Na área de Pesquisa e Desenvolvimento a CERAN realizou investimentos na ordem de R\$ 1,8 milhões em 13 projetos, sendo 3 estratégicos, 6 cooperados, 3 projetos próprios e 1 projeto de gestão. Na área de segurança do trabalho considerando as 03 usinas do complexo foram contabilizados 6.681 dias sem acidentes com afastamento. Na área de Educação Ambiental 2018 marcou um processo de consolidação de parcerias com a região para fortalecer iniciativas locais voltadas à preservação ambiental. Exemplo foi a criação de um grupo de instituições regionais como Ministério Público Estadual, Prefeituras, Polícia Ambiental, ONGs e empreendimento para congregar esforços no sentido de fiscalizar, coibir e conscientizar usuários dos reservatórios para a conservação de áreas de APP.

UHE Campos Novos (Enercan) - (i) Em 2018, lançou o canal de denúncias www.canalintegro.com.br/energiaetica em sequência do seu Programa de Ética e Integridade na Conduta Empresarial baseada nos princípios da Lei Federal 12.846/2013 lançado em 2017; (ii) as ações apoiadas para o desenvolvimento da região nas áreas cultural, socioambiental e econômica, contaram com a captação de 110 projetos, dos quais foram selecionados 47, os quais receberam R\$ 19,8 milhões de aporte financeiro, sendo R\$ 4,2 milhões oriundos da ENERCAN através de Leis de Incentivo Fiscal e recursos próprios, e o restante captado em parcerias e contrapartidas de proponentes; (iii) desenvolveu pelo 7º ano consecutivo o Programa de Conservação da Área de Preservação Permanente (APP) com os moradores lindeiros ao reservatório da UHE Campos Novos, premiando as oito melhores iniciativas. Atualmente o programa conta com aproximadamente 46% dos vizinhos ao lago participando do programa; (iv) publicou em 2019 o seu Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa 2018 através da plataforma do GHG Protocol da FGV, obtendo o selo prata; (v) contabilizou a soltura de 39.000 alevinos de peixes de espécies nativas no reservatório da UHE Campos Novos, o programa que conta com um banco genético "in vivo" das espécies migradoras da bacia do rio Uruguai, a partir dos quais são desenvolvidos os alevinos para soltura; (vi) dentro do programa de P&D Aneel realizou investimentos de R\$ 3,6 milhões em 14 projetos; (vii) na área de segurança do trabalho um destaque especial no dia 28/12/18 a ENERCAN comemorou 11 anos sem ocorrência de acidentes no trabalho, contabilizando 4.018 dias sem qualquer registro. Ainda na área de segurança o programa de identificação de acidentes potenciais contabilizou desde sua implantação em maio/16 o registro de 271 incidentes potenciais identificados e resolvidos estimando-se com esses números que 27 acidentes com lesões menores e 2 acidentes graves foram evitados. (viii) Em relação ao seu Sistema de Gestão Integrado, em 2018 a ENERCAN recebeu o certificado ISO 9.001, integrando-se assim ao sistema já certificado com a ISO 14.001 e OHSAS 18.001 que já possuía.

UHE Barra Grande (BAESA) - (i) Em 2018, o Programa de Responsabilidade Socioambiental captou 37 projetos, selecionando para apoio 11 projetos e 06 ações sociais que receberam aporte financeiro de R\$ 853 mil, sendo que 82,4% foram captados de parcerias e contrapartidas e estão voltados à geração de renda, meio ambiente, cultura, esporte, segurança pública e desenvolvimento social, em 2018 a empresa não dispôs de recursos de Leis de Incentivo Fiscal, realizando os investimentos em projetos com recursos próprios; (ii) foi realizada a 7ª edição do Programa de Incentivo à Conservação da Área de Preservação Permanente do reservatório, que reconhece através de premiação aos 16 (dezesesseis) moradores da região que desenvolveram as melhores práticas de conservação e preservação ambiental, um aumento de 6 famílias premiadas nesta edição; (iii) A transparência e a coerência na declaração das emissões de gases do efeito estufa (GEE) 2018, renderam à BAESA a conquista do Selo Prata do GHG Protocol (iv) realizou a oficina de indicadores para reavaliar a matriz de materialidade do seu Relatório de Sustentabilidade padrão GRI G4 que será publicado na versão essencial; (v) Na área ambiental, o ano de 2018 marcou o início de um novo ciclo de 03 (anos) do Programa Experimental de soltura de alevinos de espécies nativas no reservatório da UHE Barra Grande, contabilizando cumulativamente em 04 anos de programa um total de 177.300 alevinos soltos no lago. O programa conta com um banco genético "in vivo" das espécies migradoras da bacia do rio

Uruguai dos quais os alevinos são originários. (vi) Na área de segurança do trabalho o empreendimento contabilizou um acumulado de 3.884 dias sem acidentes com afastamento, mais de 10 anos da ocorrência do último acidente registrado. Ainda na área da segurança do trabalho merece destaque o programa de identificação de acidentes potenciais implementados em maio/12 registrando até o momento 641 incidentes potenciais que resolvidos denotam que 64 incidentes com lesões menores e 6 com lesões maiores foram evitados; (vii) Dentro do seu sistema de gestão ambiental o empreendimento em 2018 recebeu a certificação ISO 9.001 integrando assim o Sistema às certificações ISO 14.001 e OHSAS 18.001 na qual a mesma já estava certificada; (viii) No relacionamento institucional entre o empreendimento e as comunidades do entorno, destaque para a atuação dos 02 Conselhos Comunitários Consultivos – CCC, criados pelo empreendimento sendo um formado por representantes da comunidade dos municípios do RS e outro pelos municípios de SC, fazem parte dos CCCs qualquer pessoa física, jurídica, agente público civil ou militar que tenha interesse no empreendimento os quais participam ativamente das discussões e planejamento de ações ambientais, projetos sociais, comunicação social, entre outras desenvolvidas pelo empreendimento, em reuniões realizadas a cada bimestre.

Distribuição de energia – (i) suas Estações Avançadas são periodicamente avaliadas quanto aos riscos ambientais e requisitos legais, com estabelecimento de um ranking e de um plano de ação para melhorias; (ii) para situações de emergências ambientais, as distribuidoras possuem contrato com empresa especializada, além de um seguro ambiental. Para ocorrências de menor extensão, as Estações Avançadas e os veículos com equipamentos hidráulicos contam com kits de emergência ambiental para uso imediato; (iii) a CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Santa Cruz, em parceria com 29 prefeituras dos municípios de suas áreas de concessão, ampliaram o Projeto Arborização + Segura, iniciativa de revitalização da arborização urbana, por meio da substituição de árvores que ofereçam risco à população e à rede elétrica por espécies que demandem menos podas e convivam melhor com a rede.

9. Auditores independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Energia 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
Procedimentos previamente acordados - Projetos de P&D	18/08/2016	24 meses
Laudos contábeis para reestruturações societárias	01/09/2017	Inferior a 1 ano
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Outros serviços de <i>compliance</i> tributário	01/09/2017	24 meses
Procedimentos previamente acordados - Retificações tributárias de anos anteriores	03/05/2018 e 05/07/2018	12 meses
Revisão da ECD Contábil do ano calendário 2017	18/05/2018	24 meses
Treinamento IFRS	14/09/2018	Inferior a 1 ano
Assessoria tributária relacionadas as obrigações SISCOSEV e EFD Contribuições Pis/Cofins	04/10/2018	24 meses
<i>Due Diligence</i>	02/03/2018	12 meses

Contratamos um total de R\$ 1.981 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 40% 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 e suas controladas.

A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal 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.

10. Agradecimentos

A Administração da CPFL Energia agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da área de atuação de suas empresas controladas, 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.

SUMÁRIO

ATIVO	19
PASSIVO	20
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS	21
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES.....	22
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	23
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA	24
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO	25
(1) CONTEXTO OPERACIONAL.....	26
(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	28
(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS	30
(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO	44
(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	45
(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS.....	45
(7) TRIBUTOS A COMPENSAR	47
(8) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL.....	48
(9) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS	49
(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO.....	52
(11) OUTROS CRÉDITOS.....	53
(12) INVESTIMENTOS	54
(13) IMOBILIZADO.....	60
(14) INTANGÍVEL E ATIVO CONTRATUAL EM CURSO	62
(15) FORNECEDORES	64
(16) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	65
(17) DEBÊNTURES	69
(18) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA	72
(19) TAXAS REGULAMENTARES	79
(20) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER.....	80
(21) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS	80
(22) OUTRAS CONTAS A PAGAR.....	83
(23) PATRIMÔNIO LÍQUIDO	84
(24) LUCRO POR AÇÃO	85
(25) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA.....	87
(26) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA.....	89
(27) CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS.....	90
(28) RESULTADO FINANCEIRO.....	91
(29) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO	91
(30) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS.....	92
(31) SEGUROS.....	93
(32) GESTÃO DE RISCOS	94
(33) INSTRUMENTOS FINANCEIROS	96
(34) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA	103
(35) COMPROMISSOS.....	103



CPFL Energia S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	79.364	6.581	1.891.457	3.249.642
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	-	-	4.547.951	4.301.283
Dividendo e juros sobre o capital próprio	12	701.731	204.807	100.182	56.145
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	9.441	17.051	123.739	88.802
Outros tributos a compensar	7	8.646	46.699	287.517	306.244
Derivativos	33	-	-	309.484	444.029
Ativo financeiro setorial	8	-	-	1.330.981	210.834
Ativo financeiro da concessão	10	-	-	-	23.736
Outros créditos	11	417	243	811.005	900.498
Total do circulante		799.599	275.383	9.402.316	9.581.211
Não circulante					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	-	-	752.795	236.539
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	30	72.933	127.147	-	8.612
Depósitos judiciais	21	703	665	854.374	839.990
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	-	-	67.966	61.464
Outros tributos a compensar	7	-	-	185.725	171.980
Ativo financeiro setorial	8	-	-	223.880	355.003
Derivativos	33	-	-	347.507	203.901
Créditos fiscais diferidos	9	112.522	145.779	956.380	943.199
Adiantamento para futuro aumento de capital	12	-	350.000	-	-
Ativo financeiro da concessão	10	-	-	7.430.149	6.545.668
Investimentos ao custo		-	-	116.654	116.654
Outros créditos	11	4.863	5.761	927.440	840.192
Investimentos	12	9.816.139	8.557.673	980.362	1.001.550
Imobilizado	13	1.087	1.170	9.456.614	9.787.125
Ativo contratual em curso	14	-	-	1.046.433	-
Intangível	14	110	71	9.462.935	10.589.824
Total do não circulante		10.008.356	9.188.265	32.809.214	31.701.702
Total do ativo		10.807.954	9.463.648	42.211.530	41.282.912

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Circulante					
Fornecedores	15	2.854	1.644	2.398.085	3.296.870
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	2.446.113	3.589.607
Debêntures	17	-	1.938	917.352	1.703.073
Entidade de previdência privada	18	-	-	86.623	60.801
Taxas regulamentares	19	-	-	150.656	581.600
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	8.261	-	100.450	81.457
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	5.258	717	664.989	628.846
Dividendo		491.602	281.919	532.608	297.744
Obrigações estimadas com pessoal		-	-	119.252	116.080
Derivativos	33	-	-	8.139	10.230
Passivo financeiro setorial	8	-	-	-	40.111
Uso do bem público		-	-	11.570	10.965
Outras contas a pagar	22	23.405	17.594	979.296	961.306
Total do circulante		531.380	303.812	8.415.132	11.378.688
Não circulante					
Fornecedores	15	-	-	333.036	128.438
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	8.989.846	7.402.450
Debêntures	17	-	184.388	8.023.493	7.473.454
Entidade de previdência privada	18	-	-	1.156.639	880.360
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	-	-	9.691	18.839
Débitos fiscais diferidos	9	-	-	1.136.227	1.249.591
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	21	241	600	979.360	961.134
Derivativos	33	-	-	23.659	84.576
Passivo financeiro setorial	8	-	-	46.703	8.385
Uso do bem público		-	-	89.965	83.766
Outras contas a pagar	22	13.584	13.320	475.396	426.889
Total do não circulante		13.825	198.308	21.264.015	18.717.880
Patrimônio líquido					
	23				
Capital social		5.741.284	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reserva de capital		469.257	468.014	469.257	468.014
Reserva legal		900.992	798.090	900.992	798.090
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		-	826.600	-	826.600
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		3.527.510	1.292.046	3.527.510	1.292.046
Resultado abrangente acumulado		(376.294)	(164.506)	(376.294)	(164.506)
		10.262.749	8.961.528	10.262.749	8.961.528
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		-	-	2.269.634	2.224.816
Total do patrimônio líquido		10.262.749	8.961.528	12.532.383	11.186.344
Total do passivo e do patrimônio líquido		10.807.954	9.463.648	42.211.530	41.282.912

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

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

(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		2018	2017	2018	2017
Receita operacional líquida	25	1	1	28.136.627	26.744.905
Custo do serviço					
Custo com energia elétrica	26	-	-	(17.838.165)	(16.901.518)
Custo de operação	27	-	-	(2.733.754)	(2.771.145)
Custo do serviço prestado a terceiros	27	-	-	(1.775.339)	(2.074.611)
Lucro operacional bruto		1	1	5.789.369	4.997.632
Despesas operacionais	27				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(169.259)	(155.097)
Outras despesas com vendas		-	-	(438.925)	(435.135)
Despesas gerais e administrativas		(43.930)	(42.771)	(987.291)	(947.072)
Outras despesas operacionais		9	-	(485.427)	(438.494)
Resultado do serviço		(43.920)	(42.770)	3.708.467	3.021.834
Resultado de participações societárias	12	2.250.835	1.349.766	334.198	312.390
Resultado financeiro	28				
Receitas financeiras		(22.160)	12.983	762.413	880.314
Despesas financeiras		(5.140)	(69.454)	(1.865.100)	(2.367.868)
		(27.300)	(56.471)	(1.102.687)	(1.487.554)
Lucro antes dos tributos		2.179.615	1.250.525	2.939.977	1.846.670
Contribuição social	9	(30.814)	(16.950)	(213.673)	(168.728)
Imposto de renda	9	(90.760)	(53.825)	(560.310)	(434.901)
		(121.575)	(70.775)	(773.982)	(603.629)
Lucro líquido do exercício		2.058.040	1.179.750	2.165.995	1.243.042
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				2.058.040	1.179.750
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores				107.955	63.292
Lucro por ação básico atribuído aos acionistas controladores - R\$	24			2,02	1,16
Lucro por ação diluído atribuído aos acionistas controladores - R\$	24			2,01	1,15

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



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

	Controladora	
	2018	2017
Lucro líquido do exercício	2.058.040	1.179.750
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Resultado abrangente do exercício reflexo sobre os investimentos da Companhia	(238.780)	96.000
Outros resultados abrangentes		
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Resultado abrangente do exercício reflexo sobre os investimentos da Companhia	17.963	-
Resultado abrangente do exercício - individual	1.837.223	1.275.750

	Consolidado	
	2018	2017
Lucro líquido do exercício	2.165.995	1.243.042
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (Perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(238.780)	96.000
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	17.963	-
Resultado abrangente consolidado do exercício	1.945.178	1.339.042
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	1.837.223	1.275.750
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	107.955	63.292

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL 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 lucros					Resultado abrangente acumulado			Participação de acionistas não controladores				
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Ativo financeiro da concessão	Reforço de capital de giro	Dividendo	Custo atribuído	Entidade de previdência privada / Risco de crédito na marcação a mercado	Lucros acumulados	Total	Resultado abrangente acumulado	Outros componentes do patrimônio líquido	Total do patrimônio líquido
Saldos em 31 de dezembro de 2016	5.741.284	468.014	739.102	702.928	545.505	7.820	431.713	(666.346)	-	7.970.021	13.572	2.389.076	10.372.668
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	96.000	1.179.750	1.275.750	-	63.292	1.339.042
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	1.179.750	1.179.750	-	63.292	1.243.042
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	96.000	-	96.000	-	-	96.000
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	58.988	123.673	746.541	-	(25.873)	-	(903.327)	-	(1.739)	1.625	(113)
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(39.202)	-	39.202	-	(2.634)	2.634	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	13.329	-	(13.329)	-	896	(896)	-
Constituição da reserva legal	-	-	58.988	-	-	-	-	-	(58.988)	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	123.673	746.541	-	-	-	(870.213)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(113)	(113)
Transações de capital com os acionistas	-	-	-	-	-	(7.820)	-	-	(276.423)	(284.243)	-	(241.011)	(525.254)
Aumento (redução) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(122.791)	(122.791)
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	3.768	3.768	-	-	3.768
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.226)	(7.226)
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	(7.820)	-	-	(280.191)	(288.011)	-	(110.994)	(399.005)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	5.741.284	468.014	798.090	826.600	1.292.046	-	405.840	(570.346)	-	8.961.528	11.833	2.212.983	11.186.344
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	(186.671)	1.975.433	1.788.762	-	107.955	1.896.717
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	2.058.040	2.058.040	-	107.955	2.165.995
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	52.109	(34.146)	17.963	-	-	17.963
Efeito da aplicação inicial do IFRS 9 / CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	(48.461)	(48.461)	-	-	(48.461)
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	(238.780)	-	(238.780)	-	-	(238.780)
Mutações internas do patrimônio líquido	-	5	102.902	(826.600)	2.235.465	-	(25.118)	-	(1.486.648)	5	(1.777)	1.664	(108)
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(38.057)	-	38.057	-	(2.693)	2.693	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	12.939	-	(12.939)	-	916	(916)	-
Constituição da reserva legal	-	-	102.902	-	-	-	-	-	(102.902)	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	(826.600)	2.235.465	-	-	-	(1.408.864)	-	-	-	-
Outras movimentações	-	5	-	-	-	-	-	-	-	5	-	(113)	(108)
Transações de capital com os acionistas	-	1.238	-	-	-	-	-	-	(488.785)	(487.547)	-	(63.024)	(550.571)
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.452)	(4.452)
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	-	-	(488.785)	(488.785)	-	(64.233)	(553.018)
Outras movimentações	-	1.238	-	-	-	-	-	-	-	1.238	-	5.661	6.899
Saldos em 31 de dezembro de 2018	5.741.284	469.257	900.992	-	3.527.510	-	380.721	(757.016)	-	10.262.749	10.055	2.259.578	12.532.383

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S/A
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Lucro antes dos tributos	2.179.615	1.250.525	2.939.977	1.846.670
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais				
Depreciação e amortização	201	217	1.594.064	1.529.052
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(117)	61	153.977	176.609
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	169.259	155.097
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	2.932	61.520	1.117.742	1.863.311
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	-	-	89.909	113.898
Equivalência patrimonial	(2.250.835)	(1.349.766)	(334.198)	(312.390)
Provisão para perda de valor recuperável de ativos	-	-	-	20.437
Perda (ganho) na baixa de não circulante	-	-	216.275	132.195
PIS e COFINS diferidos	-	-	(457)	963
Outros	-	-	(26.595)	(19.074)
	(68.204)	(37.443)	5.919.953	5.506.768
Redução (aumento) nos ativos operacionais				
Consumidores, concessionárias e permissonárias	-	-	(1.006.291)	(722.406)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	596.100	1.172.336	311.347	730.178
Tributos a compensar	109.719	65.182	92.090	68.184
Depósitos judiciais	(25)	68	22.926	(248.128)
Ativo financeiro setorial	-	-	(846.216)	(425.004)
Contas a receber - CDE	-	-	59.196	(29.354)
Ativo financeiro da concessão (transmissoras)	-	-	-	(56.665)
Outros ativos operacionais	1.147	20.485	(47.835)	91.607
Aumento (redução) nos passivos operacionais				
Fornecedores	1.210	(2.116)	(848.880)	565.945
Outros tributos e contribuições sociais	4.541	263	(59.102)	(261.194)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(107.668)	(79.724)
Taxas regulamentares	-	-	(430.944)	215.522
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(259)	(466)	(215.873)	(206.788)
Passivo financeiro setorial	-	-	(64.361)	(1.089.592)
Contas a pagar - CDE	-	-	71.779	17.544
Outros passivos operacionais	6.407	(37.277)	176.308	141.759
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	650.636	1.181.032	3.026.428	4.218.652
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(4.235)	(71.844)	(1.353.339)	(1.846.453)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(80.234)	(47.438)	(816.402)	(338.175)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	566.167	1.061.750	856.686	2.034.024
Atividades de investimento				
Aquisições de imobilizado	(286)	(185)	(275.986)	(685.856)
Adições de ativo contratual em curso	-	-	(1.769.573)	-
Adições e construções de intangível	(42)	(51)	(16.864)	(1.884.577)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	(250)	-	212.831	(93.933)
Redução (aumento) de capital em investidas	-	(9.400)	(1.096)	91.599
Venda de ativo não circulante	-	-	-	26.807
Adiantamento para futuro aumento de capital	(82.415)	(383.340)	-	-
Operações de mútuo com controladas e coligadas	54.710	(72.199)	-	36.639
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(28.283)	(465.175)	(1.850.687)	(2.509.321)
Atividades de financiamento				
Aumento de capital por acionistas não controladores	-	-	7.994	(122.791)
Captação de empréstimos e debêntures	-	-	9.610.814	3.398.084
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(186.000)	(434.000)	(10.204.257)	(5.273.261)
Liquidação de operações com derivativos	-	-	543.427	(102.641)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(279.101)	(220.966)	(322.163)	(336.934)
Pagamento de aquisição de negócios	-	-	-	(2.514)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(465.101)	(654.966)	(364.185)	(2.440.057)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	72.782	(58.390)	(1.358.186)	(2.915.354)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	6.581	64.971	3.249.642	6.164.996
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	79.364	6.581	1.891.457	3.249.642

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017
 (Em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
1 - Receita	329	237	42.759.621	40.687.927
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1	1	40.854.038	37.980.073
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	328	236	302.620	789.529
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	1.772.222	2.073.423
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(169.259)	(155.097)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(12.858)	(10.322)	(23.378.560)	(23.119.553)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(19.757.090)	(18.772.477)
2.2 Material	(625)	(150)	(1.349.291)	(1.895.728)
2.3 Serviços de terceiros	(10.502)	(8.275)	(1.529.696)	(1.716.068)
2.4 Outros	(1.731)	(1.897)	(742.483)	(735.280)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(12.528)	(10.085)	19.381.061	17.568.374
4 - Retenções	(201)	(217)	(1.602.182)	(1.534.035)
4.1 Depreciação e amortização	(201)	(217)	(1.315.323)	(1.247.819)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(286.859)	(286.215)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(12.730)	(10.302)	17.778.879	16.034.340
6 - Valor adicionado recebido em transferência	2.268.815	1.391.611	1.183.083	1.279.057
6.1 Receitas financeiras	17.980	41.845	848.885	966.666
6.2 Equivalência patrimonial	2.250.835	1.349.766	334.198	312.390
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	2.256.086	1.381.309	18.961.962	17.313.396
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	27.035	27.247	1.390.996	1.397.454
8.1.1 Remuneração direta	10.679	15.690	795.377	813.004
8.1.2 Benefícios	14.885	10.184	530.120	516.208
8.1.3 F.G.T.S	1.471	1.374	65.499	68.242
8.2 Impostos, taxas e contribuições	165.840	104.770	13.452.580	12.181.755
8.2.1 Federais	165.799	104.738	7.231.289	6.696.508
8.2.2 Estaduais	41	32	6.195.062	5.460.674
8.2.3 Municipais	-	-	26.230	24.572
8.3 Remuneração de capital de terceiros	5.170	69.541	1.952.391	2.491.145
8.3.1 Juros	5.136	69.311	1.879.399	2.418.119
8.3.2 Aluguéis	35	230	72.992	73.026
8.4 Remuneração de capital próprio	2.058.040	1.179.750	2.165.995	1.243.042
8.4.1 Dividendo (incluindo adicional proposto)	546.274	250.550	581.028	272.294
8.4.2 Lucros retidos	1.511.766	929.201	1.584.967	970.748
	2.256.086	1.381.309	18.961.962	17.313.396

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

CPFL 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 CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia" ou "Companhia"), é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades, dedicadas primariamente às atividades de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica no Brasil.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rodovia Engº Miguel Noel Nascentes Burnier, km 2,5, Parque São Quirino - Campinas - SP - Brasil.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas e empreendimentos controlados em conjunto:

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização / Área de concessão (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.496	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.756	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE") (g)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	373	2.871	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	457	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 usinas hidrelétricas (a)	1295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (d)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 usinas termelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (b)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	38
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,56%	(c)	(c)	(c)	(c)
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 centrais geradoras hidrelétricas	4	4

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%

Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	Sociedade limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL Eficiência")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda ("Jaguari Geração")	Sociedade limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Maracanaú S.A. ("CPFL Maracanaú") (f)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

- a) A CPFL Geração possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas.
- b) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- c) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2018, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 110 projetos de 2.480,1 MW de capacidade instalada (2.132,7 MW em operação), sendo:
- Geração de energia hidrelétrica: 44 pequenas centrais hidrelétricas – PCHs (514,9 MW) com 40 PCHs em operação (453,1 MW) e 4 PCHs em construção/desenvolvimento (61,8 MW);
 - Geração de energia eólica: 57 projetos (1.594,1 MW) com 45 projetos em operação (1.308,5 MW) e 12 projetos em construção/desenvolvimento (285,6 MW);
 - Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (370 MW);
 - Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW).
- d) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- e) Conforme descrito na nota 12.5.2, em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz".
- f) Em agosto de 2018 foi constituída a CPFL Transmissão Maracanaú S.A., cujo objetivo é a exploração de concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de rede básica.

- g) Conforme descrito na nota 12.6.1, em 4 de dezembro de 2018 foi aprovado o agrupamento das controladas RGE e RGE Sul. A partir de 1 de janeiro de 2019 as operações destas controladas passaram a ser realizadas somente pela RGE Sul, que passou a ter como nome fantasia “RGE”.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras individuais (controladora) e consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade às normas internacionais de contabilidade (“IFRS” – *International Financial Reporting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As práticas contábeis adotadas no Brasil 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 e suas controladas (“Grupo”) também se utilizam das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

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

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 11 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 33 de Instrumentos Financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração do Grupo 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 do Grupo revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

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

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 8 – Ativo e passivo financeiro setorial (determinados componentes financeiros que podem surgir sem metodologia prévia);

- Nota 9 – Créditos e débitos fiscais diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos, vide nota 33);
- Nota 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 13 – Imobilizado (aplicação das vidas úteis definidas e principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 14 – Intangível e Ativo Contratual em Curso (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 18 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 21 – 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 25 – 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 do Grupo é o Real, e as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

Os executivos do Grupo utilizam-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando os negócios em (i) atividades de distribuição de energia elétrica (“Distribuição”); (ii) atividades de geração e transmissão de energia elétrica por fontes convencionais (“Geração”); (iii) atividades de geração de energia elétrica por fontes renováveis (“Renováveis”); (iv) atividades de comercialização de energia (“Comercialização”); (v) atividades de prestação de serviços (“Serviços”); e (vi) outras atividades não relacionadas nos itens anteriores.

Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis, para detalhes vide nota 29.

2.6 Informações sobre participações societárias

As participações societárias detidas pela Companhia nas controladas e empreendimentos controlados em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas na nota 1. Exceto (i) pelas empresas ENERCAN, BAESA, Chapecoense e EPASA que são registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

2.7 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) individual e consolidada 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 e como informação suplementar às demonstrações financeiras em IFRS, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

(3)SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 pelo Grupo em 1º de janeiro de 2018 descritas na nota explicativa 3.17.

Devido aos métodos de transição escolhidos pelo Grupo 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 do Grupo.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem 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 pelo Grupo na gestão das obrigações de curto prazo.

3.2 Contratos de concessão

Distribuidoras:

O ICPC 01 (R1) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão estabelecem 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 das concessionárias de distribuição é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, 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 das distribuidoras 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 para as controladas do segmento de distribuição. O ativo financeiro das distribuidoras 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 25).

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.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura das distribuidoras, (ii) da forma como as controladas gerenciam as construções através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio do Grupo, 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.

Transmissoras:

As transmissoras do Grupo são responsáveis por construir e operar a infraestrutura de transmissão (duas obrigações de desempenho distintas) com o objetivo de transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição, de acordo com seus contratos de concessão.

A transmissora de energia tem a obrigação de manter sua infraestrutura de transmissão disponível para seus usuários para garantir o recebimento da Receita Anual Permitida (RAP), durante toda a vigência do contrato de concessão. Estes recebimentos representam a contrapartida para a construção e operação para a infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização ao final do contrato de concessão.

Até 31 de dezembro de 2017, a infraestrutura de transmissão era classificada como ativo financeiro sob o escopo do ICPC 01 / IFRIC 12 e mensurada ao custo amortizado. Com a entrada em vigor em 01 de janeiro de 2018 do IFRS 15 / CPC 47, o direito à contraprestação por bens e serviços condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo enquadram as transmissoras nessa norma. Com isso, as contraprestações passam a ser classificadas como um “Ativo Contratual”.

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 ou suas controladas se tornam 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 ou receita de dividendos, 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, exceto dividendos que são reconhecidos como ganho no resultado (a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento).
--	---

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 ou receita de dividendos, 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 impairment, 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 das controladas de distribuição 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 o Grupo 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.

Custo amortizado: 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, o Grupo 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 (vide nota explicativa 33). No reconhecimento inicial, o Grupo pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro

não derivativo que de outra forma atenda os 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:

O Grupo 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 do Grupo;
- 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 do Grupo.

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.

O Grupo 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, o Grupo considera:

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

Para as transações de compra e venda de energia realizada pelas controladas de comercialização, o Grupo mantém a política contábil definida conforme estratégia de negócios com instrumentos mensurados ao custo amortizado, os quais referem-se aos contratos já celebrados e ainda mantidos com a finalidade de recebimento ou entrega de energia de acordo com os requisitos esperados pela companhia relacionados à compra ou venda. As transações geralmente são de longo prazo e nunca são liquidadas pelo valor líquido à vista ou por outro instrumento financeiro e, mesmo na eventualidade de algum contrato possuir flexibilização, a estratégia do portfólio do Grupo não é alterada por esta razão.

– Passivos financeiros

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

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo deve ser registrada contra outros resultados abrangentes.
- (ii) Mensurados 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.

O Grupo realiza o registro contábil de garantias financeiras quando estas são concedidas para entidades não controladas ou quando a garantia financeira é concedida em um percentual maior que o de sua participação para cobertura de compromissos de empreendimentos controlados em conjunto. Tais garantias são inicialmente registradas ao valor justo, através de (i) um passivo que corresponde ao risco assumido do não pagamento da dívida e que é amortizado contra receita financeira no mesmo tempo e proporção da amortização da dívida, e (ii) um ativo que corresponde ao direito de ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou pela taxa de juros efetiva durante o prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são mensuradas periodicamente pelo maior valor entre o montante determinado de acordo com o CPC 25/IAS 37 e o montante inicialmente reconhecido, menos sua amortização acumulada.

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 33.

– 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 Imobilizado

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido caso seja provável que traga benefícios econômicos para as controladas e se o custo puder ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada linearmente, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens e também a orientação do órgão regulador.

Os ganhos e perdas na alienação/baixa de um ativo imobilizado são apurados pela comparação dos recursos advindos da alienação com o valor residual do bem, e são reconhecidos líquidos dentro de outras receitas/despesas operacionais.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica 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 aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

3.5 Intangível e Ativo Contratual em Curso

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

O ágio (“goodwill”) resultante na aquisição de controladas é representado pela diferença entre o valor justo da contraprestação transferida pela aquisição de um negócio, somando a parcela dos acionistas não controladores, e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida.

O ágio é subsequentemente mensurado pelo custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Os ágios, bem como os demais ativos intangíveis de vida útil indefinida, se existirem, não estão sujeitos à amortização, sendo anualmente testados para verificar se os respectivos valores contábeis não superam os seus valores de recuperação.

Os deságios são registrados como ganhos no resultado do exercício quando da aquisição do negócio que os originou.

Nas demonstrações financeiras individuais, a mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é incluída ao valor contábil do investimento e sua respectiva amortização é classificada na demonstração do resultado individual na linha de “resultado de participações societárias” em atendimento ao ICPC 09 (R2). Nas demonstrações financeiras consolidadas este valor é apresentado como intangível e sua amortização é classificada na demonstração do resultado consolidado como “amortização de intangível de concessão” em outras despesas operacionais.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões pode ter três origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir:

- (i) Adquiridos através de combinações de negócios: a parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão amortizada linearmente.
- (ii) Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão) em serviço: em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica firmados pelas controladas, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação de distribuição de energia elétrica da Companhia e devem respeitar as mesmas regras regulatórias descritas no item 3.4..

- (iii) Uso do Bem Público: algumas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de Uso do Bem Público. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período de cada concessão.

A partir de 1º de janeiro de 2018, os ativos de infraestrutura da concessão em curso das distribuidoras devem ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47 / IFRS 15.

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

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

– Ativos financeiros

O CPC 48 / IFRS 9 requer o modelo de perda de crédito esperada, em lugar do modelo de perda de crédito “incorrida” mencionada no IAS 39 / CPC 38.

O Grupo 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.

O Grupo 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.

O Grupo 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, o Grupo 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 do Grupo, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

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

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

Em cada data de balanço, o Grupo 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 ao Grupo 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 (“*goodwill*”), são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

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

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

3.7 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.

3.8 Benefícios a empregados

Algumas controladas possuem benefícios pós-emprego e planos de pensão, sendo consideradas patrocinadoras destes planos. 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.

3.9 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. 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 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

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

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

3.10 Reconhecimento de receita

Política aplicável a partir de 1º de Janeiro de 2018

A receita operacional do curso normal das atividades das controladas 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 IFRS 15 / 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. As controladas de distribuição de energia efetuam a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e faturam mensalmente o consumo de MWh baseadas 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 de cada distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso.

A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

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.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura das transmissoras é registrada de acordo com o CPC 47 / IFRS 15, tendo como contrapartida um ativo contratual.

As receitas das transmissoras, reconhecidas como receita operacional, são:

- Receita de construção: Refere-se aos serviços de construção das instalações de transmissão de energia elétrica. São reconhecidos conforme o estágio de conclusão das obras.
- Componente de financiamento: Refere-se aos juros reconhecidos pelo regime de competência sobre o montante a receber da receita de construção.
- Receita de operação e manutenção: Refere-se aos serviços de operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica visando a não interrupção da disponibilidade dessas instalações.

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

3.11 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, e os decorrentes de contabilização inicial em combinações de negócios.

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 e determinadas controladas registraram 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. As controladas registraram, também, créditos fiscais referentes ao benefício dos intangíveis incorporados, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente de cada 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.

3.12 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/IAS 33.

3.13 Subvenção governamental – CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pelo Grupo. São registradas no resultado dos exercícios nos quais o Grupo 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 25) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato às distribuidoras, nos termos do CPC 07/IAS 20.

3.14 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica das distribuidoras devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando as concessionárias e permissionárias autorizadas a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada quatro anos ou 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 das distribuidoras é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas 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 pelas distribuidoras, classificáveis 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 concessionária 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.

3.15 Combinação de negócios

Combinações de negócios são registradas pelo método da aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo, que é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos, dos passivos incorridos na data de aquisição para os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pela Companhia e controladas em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data da aquisição, ativos e passivos são reconhecidos pelo valor justo, exceto por: (i) tributos diferidos, (ii) benefícios a empregados e (iii) transações com pagamento baseado em ações.

As participações dos acionistas não controladores poderão ser inicialmente mensuradas pelo valor justo ou com base na parcela proporcional das participações de acionistas não controladores nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação.

A diferença líquida positiva, se houver, entre a contraprestação transferida, somada à parcela dos acionistas não controladores, e o valor justo dos ativos identificados (incluindo ativo intangível de exploração da concessão) e passivos assumidos líquidos, na data da aquisição, é registrada como ágio ("goodwill"). Em caso de diferença líquida negativa, uma compra vantajosa é identificada e o ganho é registrado na demonstração de resultado do exercício, na data da aquisição.

3.16 Base de consolidação

(i) Combinações de negócios

A Companhia mensura o ágio como o valor justo da contraprestação transferida incluindo o valor reconhecido de qualquer participação de não-controladores na companhia adquirida, deduzindo o valor justo reconhecido dos ativos e passivos assumidos identificáveis, todos mensurados na data da aquisição.

(ii) Controladas e empreendimentos controlados em conjunto

As demonstrações financeiras de controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir. Para os empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*), este registro se dá por meio do método de equivalência patrimonial a partir do momento em que o controle compartilhado se inicia.

As políticas contábeis das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto consideradas na consolidação e ou equivalência patrimonial, conforme o caso, estão alinhadas com as políticas contábeis adotadas pelo Grupo.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas e de empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Nas demonstrações financeiras consolidadas, as informações dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem os saldos e transações da Companhia e de suas controladas. Os saldos e transações de ativos, passivos, receitas e despesas foram consolidados integralmente para as controladas. Anteriormente à consolidação com as demonstrações financeiras da Companhia, as demonstrações financeiras das controladas CPFL Geração, CPFL Brasil, CPFL Jaguari Geração, CPFL Renováveis e CPFL Eficiência Energética são consolidadas integralmente com as de suas respectivas controladas.

Saldos e transações entre empresas do grupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas destas transações, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas são eliminados na proporção da participação da CPFL Energia na controlada, se aplicável. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

Para controladas, a parcela relativa aos acionistas não controladores está destacada no patrimônio líquido e nas demonstrações do resultado e resultado abrangente em cada exercício apresentado.

Os saldos dos empreendimentos controlados em conjunto, bem como o percentual de participação da Companhia em cada um deles, está descrito na nota 12.4.

(iii) Aquisição de participação de acionistas não-controladores

É registrada como transação entre acionistas. Consequentemente, nenhum ganho ou ágio é reconhecido como resultado de tal transação.

3.17 Novas normas e interpretações vigentes

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

a) IFRS 9 / CPC 48 - Instrumentos financeiros

Aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, a norma IFRS 9 / 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; e (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 IAS 39 / 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 IFRS 9 / CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, no lugar do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39 / 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 IFRS 9 / CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no IAS 39, 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.

As controladas de distribuição do Grupo possuem ativos relevantes registrados na rubrica de ativos financeiros da concessão, anteriormente classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos do IAS 39 / CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão das controladas de distribuição. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorreu em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39 / 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 (IFRS 9 / CPC48) e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo são registrados no resultado do exercício. No exercício de 2018 o valor registrado referentes a estes ativos era de R\$ 7.430.149 (R\$ 6.569.404 em 2017) e não houve impactos na mensuração dos saldos decorrentes da mudança de classificação proveniente da adoção do IFRS 9 / CPC 48.

Os ativos financeiros setoriais registrados nas controladas de distribuição do Grupo relativos ao mecanismo de definição de tarifa, quanto a diferença temporal entre os custos orçados e aqueles que são efetivamente incorridos, eram registradas anteriormente como “empréstimos e recebíveis” de acordo com os requerimentos do IAS 39 / CPC 38. Após a aplicação do IFRS 9 / CPC 48, estes ativos financeiros passam a ser classificados como custo amortizado. No exercício de 2018 o valor registrado referentes a estes ativos era de R\$ 1.554.861 (R\$ 565.837 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 consolidadas do Grupo em função da adoção inicial relacionada à classificação de ativos financeiros.

Adicionalmente, como o Grupo não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não houve impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras consolidadas 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\$73.426 (R\$48.461 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\$ 51.736 (R\$ 34.146 líquido dos efeitos tributários) em lucros acumulados, cuja contrapartida foi a conta de outros resultados abrangentes.

b) IFRS 15 / CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O IFRS 15/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 IAS 18 / CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11 / 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 do Grupo avaliou os efeitos em suas demonstrações financeiras consolidadas 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 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\$ 57.630 (nota 25).

As controladas de distribuição do Grupo possuem ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção, anteriormente registrados na rubrica de intangível. Estes ativos passaram a ser registrados na rubrica de ativo contratual em curso de acordo com os requerimentos do IFRS 15 / CPC 47. Esta mudança não apresentou impactos materiais nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo (vide nota 3.5 – intangíveis e ativos contratuais em curso).

Adicionalmente, as controladas de transmissão possuíam ativos anteriormente classificados como financeiros, “empréstimos e recebíveis”, de acordo com os requerimentos do IAS 39 / CPC 38, compostos por dois componentes: o direito de recebimento de “Receita Anual Permitida – RAP” a ser recebida ao longo da concessão e a indenização ao término da concessão. Estes dois componentes passaram a ser classificados como ativo contratual, de acordo com os requerimentos do IFRS 15 / CPC 47. Esta mudança não apresentou impactos materiais nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo (vide nota 3.2 – transmissoras).

c) IFRIC 22 / ICPC 21 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

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

As transações em moeda estrangeira do Grupo 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 do Grupo avalia que o IFRIC 22 não causou nem causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

3.18 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. O Grupo não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras:

a) IFRS 16 / CPC 06 (R2) - Arrendamentos

O Grupo avaliou o potencial efeito da aplicação inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16 e espera um impacto imaterial nas demonstrações financeiras consolidadas.

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 IAS 17 / CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

A IFRS 16 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.

A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06/IAS 17 Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03/IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.

A IFRS 16 / CPC 06 (R2) será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. O Grupo avaliou o pronunciamento, e espera que sua adoção não causará impactos materiais nestas demonstrações financeiras.

b) IFRIC 23 / 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 pelo Grupo.

A IFRS 23 / ICPC 22 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. O Grupo 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:

IFRS 3 Combinações de Negócios e IFRS 11 Negócios em Conjunto - esclarece que quando uma entidade obtém o controle de um negócio que é uma operação em conjunto, ela remensura interesses anteriormente mantidos naquele negócio. Sobre a IFRS 11, esclarece que quando uma entidade obtém o controle conjunto de um negócio que é uma operação conjunta, a entidade não repassa as participações anteriormente detidas naquele negócio.

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 consolidadas.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis do Grupo 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, o Grupo determinou o valor justo conforme IFRS 13/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.

- Imobilizado e intangível

O valor justo do imobilizado e intangível reconhecido em função de uma combinação de negócios é baseado em valores de mercado. O valor de mercado destes bens é o valor estimado para o qual um ativo poderia ser trocado na data de avaliação entre partes conhecedoras e interessadas em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração. O valor justo dos itens do ativo imobilizado é baseado na

abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado.

- 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 33) 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 das concessionárias de distribuição, 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 das distribuidoras. Este processo, realizado a cada quatro ou cinco anos, de acordo com cada concessionária, 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 de distribuição 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 subseqüentes, em consonância com o processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Saldos bancários	2.824	508	422.968	365.031
Aplicações financeiras	76.540	6.073	1.468.489	2.884.611
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	42	66	178.444
Certificado de depósito bancário (b)	9.220	-	462.551	785.074
Operações compromissadas em debêntures (b)	67.320	-	177.050	3.268
Fundos de investimento (c)	-	6.032	828.822	1.917.825
Total	79.364	6.581	1.891.457	3.249.642

- 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").
- 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.
- 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

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2018 e 2017, é como segue:

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2018	31/12/2017
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	803.215	584.688	71.283	1.459.186	1.113.604
Industrial	327.266	84.260	68.658	480.184	483.630
Comercial	334.052	101.357	31.075	466.483	382.470
Rural	90.955	23.606	8.831	123.392	98.663
Poder público	77.064	19.651	2.336	99.051	88.910
Iluminação pública	59.769	9.906	8.192	77.868	67.533
Serviço público	102.258	14.531	5.051	121.840	100.843
Faturado	1.794.579	837.999	195.426	2.828.004	2.335.653
Não faturado	1.158.106	-	-	1.158.106	1.008.486
Parcelamento de débito de consumidores	169.265	28.913	26.725	224.903	206.937
Operações realizadas na CCEE	170.793	2.955	1.428	175.176	413.067
Concessionárias e permissionárias	421.571	-	6.790	428.361	539.322
Outros	34.001	-	-	34.002	36.011
	3.748.315	869.867	230.369	4.848.552	4.539.476
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(300.601)	(238.193)
Total				4.547.951	4.301.283
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	196.635	-	-	196.635	217.944
Energia livre	6.360	-	-	6.360	5.976
Operações realizadas na CCEE	231.551	318.249	-	549.800	41.301
	434.546	318.249	-	752.795	265.221
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				-	(28.683)
Total				752.795	236.539

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.

Operações realizadas na CCEE - Os valores referem-se à comercialização no mercado de curto prazo de energia elétrica. Os valores de longo prazo compreendem principalmente: (i) ajustes de contabilizações realizados pela CCEE para contemplar determinações judiciais (liminares) nos processos de contabilização para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002; (ii) registros escriturais provisórios determinados pela CCEE e (iii) saldos em aberto consequentes da situação temporária da CCEE em função de liminares judiciais (liminares) de geradoras, devido ao cenário hidrológico e seus impactos financeiros para as contratações no mercado livre. As controladas entendem não haver riscos significativos na realização desses ativos e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi contabilizada para este fim.

Concessionárias e permissionárias - Refere-se, basicamente, a saldos a receber decorrentes do suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, efetuados, principalmente, pelas controladas CPFL Geração, CPFL Brasil e CPFL Renováveis.

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	(261.525)	(27.992)	(289.517)
Provisão revertida (constituída) líquida	(263.668)	(1.439)	(265.107)
Recuperação de receita	110.008	-	110.008
Baixa de contas a receber provisionadas	148.309	52	148.361
Saldo em 31/12/2017	(266.876)	(29.379)	(296.255)
Provisão revertida (constituída) líquida	(277.802)	1.419	(276.383)
Recuperação de receita	107.122	-	107.122
Efeito da aplicação inicial do IFRS 9 / CPC 48	(72.687)	(738)	(73.426)
Baixa de contas a receber provisionadas	209.641	-	209.641
Saldo em 31/12/2018	(300.601)	(28.698)	(329.299)
Circulante	(300.601)	(28.698)	(329.299)
Não Circulante	-	-	-

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>				
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	227	12.373	7.257
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	49	1.725	36.972	21.887
Imposto de renda e contribuição social a compensar	9.392	15.099	74.395	59.658
Imposto de renda e contribuição social a compensar	9.441	17.051	123.739	88.802
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	7.909	43.467	8.163	43.841
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	346	2.893	92.210	103.277
ICMS a compensar	-	-	125.669	104.843
Programa de integração social - PIS	65	56	9.970	8.447
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	326	283	46.741	37.699
Outros	-	-	4.764	8.137
Outros tributos a compensar	8.646	46.699	287.517	306.244
Total circulante	18.087	63.751	411.256	395.045
<u>Não circulante</u>				
Contribuição social a compensar - CSLL	-	-	62.458	58.856
Imposto de renda a compensar - IRPJ	-	-	5.508	2.608
Imposto de renda e contribuição social a compensar	-	-	67.966	61.464
ICMS a compensar	-	-	174.596	159.624
Programa de integração social - PIS	-	-	1.060	1.024
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	-	4.885	4.719
Outros	-	-	5.185	6.613
Outros tributos a compensar	-	-	185.725	171.980
Total não circulante	-	-	253.691	233.444

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

Contribuição social a compensar – CSLL - No não circulante, refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela controlada CPFL Paulista, transitada em julgado. A controlada CPFL Paulista está aguardando a autorização de habilitação do crédito junto à Receita Federal, para realizar sua posterior compensação.

ICMS a compensar – No não circulante, refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos imobilizados, 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:

	Consolidado									
	Saldo em 31/12/2017			Receita operacional (nota 25)		Resultado financeiro (nota 28)	Recebimento	Saldo em 31/12/2018		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 25.4)	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	924.943	(235.916)	689.026	1.416.031	656	90.658	(297.340)	1.306.751	592.281	1.899.031
CVA (*)										
CDE (**)	(235.901)	(263.520)	(499.422)	352.202	358.731	(10.630)	-	208.156	(7.275)	200.881
Custos energia elétrica	1.625.759	(18.280)	1.607.479	416.476	(599.527)	93.538	(297.340)	586.027	634.599	1.220.626
ESS e EER (***)	(974.091)	(167.048)	(1.141.139)	(686.829)	878.350	(63.412)	-	(562.800)	(450.230)	(1.013.030)
Proinfa	(610)	(17.961)	(18.572)	8.456	13.411	80	-	246	3.129	3.375
Rede básica	(20.163)	23.387	3.224	69.335	(16.318)	3.540	-	36.256	23.526	59.782
Repasso de Itaipu	959.518	125.860	1.085.378	1.222.806	(781.341)	79.596	-	1.141.254	465.184	1.606.438
Transporte de Itaipu	7.802	7.806	15.608	38.876	(11.909)	1.648	-	31.784	12.439	44.222
Neutralidade dos encargos setoriais	32.566	112.084	144.651	(81.435)	(110.305)	(2.044)	-	(40.763)	(8.370)	(49.133)
Sobrecontratação	(469.937)	(38.244)	(508.181)	76.143	269.565	(11.657)	-	(93.409)	(80.721)	(174.130)
Outros componentes financeiros	(193.496)	21.812	(171.685)	(327.883)	119.112	(10.419)	-	(275.550)	(115.325)	(390.875)
Total	731.447	(214.104)	517.341	1.088.148	119.768	80.240	(297.340)	1.031.201	476.956	1.508.156
Ativo circulante			210.834							1.330.981
Ativo não circulante			355.003							223.880
Passivo circulante			(40.111)							-
Passivo não circulante			(8.385)							(46.703)

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

(**) Conta de Desenvolvimento Energético

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

a) CVA

Referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.14. 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 ROL; (iii)

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

(9) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1 Composição dos créditos e débitos fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Crédito (Débito) de contribuição social				
Bases negativas	29.750	38.216	137.577	103.903
Benefício fiscal do intangível incorporado	-	-	97.288	105.065
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(355)	(408)	(292.257)	(305.677)
Subtotal	29.395	37.808	(57.392)	(96.708)
Crédito (Débito) de imposto de renda				
Prejuízos fiscais	84.113	109.103	382.359	303.543
Benefício fiscal do intangível incorporado	-	-	315.189	342.262
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(986)	(1.132)	(809.917)	(844.948)
Subtotal	83.127	107.971	(112.369)	(199.141)
Crédito (Débito) de PIS e COFINS				
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	-	-	(10.086)	(10.543)
Total	112.522	145.779	(179.847)	(306.392)
Total crédito fiscal	112.522	145.779	956.380	943.199
Total débito fiscal	-	-	(1.136.227)	(1.249.591)

9.2 Benefício fiscal do intangível incorporado

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre os intangíveis de aquisição de controladas, conforme demonstrado na tabela abaixo, os quais foram incorporados e 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 intangíveis incorporados que o originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização, durante o prazo remanescente da concessão, demonstrado na nota 14.

	Consolidado			
	31/12/2018		31/12/2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	41.246	114.572	45.872	127.421
CPFL Piratininga	10.180	34.938	11.215	38.491
RGE	-	-	21.513	88.843
RGE Sul (RGE)	45.863	153.618	26.466	73.515
CPFL Geração	-	12.061	-	13.992
Total	97.288	315.189	105.065	342.262

9.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis / tributáveis

	Consolidado					
	31/12/2018			31/12/2017		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	57.635	160.096	-	53.687	149.130	-
Entidade de previdência privada	2.913	8.093	-	2.331	6.476	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	30.316	84.211	-	27.354	75.985	-
Provisão energia livre	9.166	25.462	-	8.382	23.284	-
Programas de P&D e eficiência energética	27.506	76.405	-	21.851	60.697	-
Provisão relacionada a pessoal	5.208	14.467	-	4.111	11.420	-
Diferença de taxas de depreciação	4.764	13.235	-	5.535	15.374	-
Derivativos	(58.698)	(163.051)	-	(48.848)	(135.690)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (IFRS/CPC)	(6.399)	(17.775)	-	(7.291)	(20.253)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (IFRS/CPC)	(148.561)	(410.608)	(7.823)	(117.527)	(324.387)	(7.881)
Perdas atuariais (IFRS / CPC)	26.001	72.223	-	25.716	71.432	-
Instrumentos financeiros (IFRS/CPC)	(5.111)	(14.194)	-	(5.291)	(14.694)	-
Outros	(18.834)	(52.471)	(2.263)	(15.803)	(41.815)	(2.662)
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído (IFRS/CPC)	(48.806)	(135.572)	-	(51.961)	(144.336)	-
Perdas atuariais (IFRS/CPC)	58.071	161.307	-	36.607	101.687	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - combinação de negócios						
Impostos diferidos - ativo:						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	11.620	32.277	-	13.188	36.635	-
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	19.817	55.047	-	21.294	59.150	-
Impostos diferidos - passivo:						
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(24.690)	(68.584)	-	(26.201)	(72.779)	-
Intangível - direito de exploração/autorização	(227.199)	(631.106)	-	(246.669)	(685.190)	-
Outras diferenças temporárias	(6.976)	(19.379)	-	(6.145)	(17.071)	-
Total	(292.257)	(809.917)	(10.086)	(305.677)	(844.947)	(10.543)

9.4 Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido, prejuízo fiscal e base negativa baseadas nas projeções de resultados futuros. Estas projeções são aprovadas pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal. Sua composição é como segue:

	Consolidado
Expectativa de recuperação	
2019	187.256
2020	245.183
2021	228.756
2022	181.577
2023	222.874
2024 a 2026	528.714
2027 a 2029	256.211
2030 a 2032	37.636
2033 a 2035	18.234
2036 a 2038	4.068
Total	1.910.508

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

	Controladora			
	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	2.179.615	2.179.615	1.250.525	1.250.525
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Equivalência patrimonial	(2.250.835)	(2.250.835)	(1.349.766)	(1.349.766)
Amortização de intangível adquirido	(13.528)	-	(13.528)	-
Juros sobre capital próprio	424.892	424.892	289.783	289.783
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	14.840	22.449	11.319	24.757
Base de cálculo	354.984	376.121	188.333	215.299
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(31.949)	(94.030)	(16.950)	(53.825)
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	1.134	3.270	-	-
Total	(30.814)	(90.760)	(16.950)	(53.825)
Corrente	(22.401)	(65.916)	(10.792)	(34.689)
Diferido	(8.414)	(24.844)	(6.158)	(19.136)

	Consolidado			
	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	2.939.977	2.939.977	1.846.670	1.846.670
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Equivalência patrimonial	(334.198)	(334.198)	(312.390)	(312.390)
Amortização de intangível adquirido	48.649	62.756	48.649	62.756
Efeito regime lucro presumido	(242.700)	(289.923)	(198.554)	(237.739)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	153.302	153.302	134.778	134.778
Incentivo fiscal - lucro de exploração	-	(52.336)	-	(71.340)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	101.581	87.162	74.015	82.631
Base de cálculo	2.666.611	2.566.740	1.593.168	1.505.366
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(239.995)	(641.685)	(143.385)	(376.341)
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	26.323	81.375	(25.342)	(58.559)
Total	(213.673)	(560.310)	(168.728)	(434.901)
Corrente	(227.464)	(578.381)	(153.543)	(387.076)
Diferido	13.792	18.071	(15.185)	(47.825)

Amortização de intangível adquirido - Refere-se à parcela não dedutível da amortização do intangível originado na aquisição de controladas. Na controladora, tais valores são classificados na linha de resultado de equivalência patrimonial, em atendimento do ICPC 09 (R2) (nota 14).

Crédito fiscal constituído (não constituído), líquido – O crédito fiscal constituído corresponde à parcela do crédito fiscal sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrada em função da revisão das projeções de resultados futuros. A parcela de crédito não constituído corresponde ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à sua absorção.

A receita de imposto de renda e contribuição social diferidos registrada no resultado do exercício de R\$ 31.863 refere-se a (i) prejuízo fiscal e base negativa (receita de R\$ 112.491); (ii) benefício fiscal do ágio incorporado (despesa de R\$ 34.850) e (iii) diferenças temporárias (despesa de R\$ 45.778).

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:

	Consolidado			
	2018		2017	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	313.243	313.243	(166.857)	(166.857)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	6.617	6.617	21.399	21.399
Base de cálculo	319.860	319.860	(145.458)	(145.458)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(28.787)	(79.965)	13.092	36.365
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	7.325	20.347	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(21.462)	(59.618)	13.092	36.365

9.7 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2018, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 82.573, por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros. Este montante pode ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis.

Algumas controladas também possuem créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas que não foram reconhecidos por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos. Em 31 de dezembro de 2018, as principais controladas que possuem tais créditos de imposto de renda e contribuição social não registrados são CPFL Renováveis (R\$ 794.240), RGE Sul (R\$ 127.449), Sul Geradora (R\$ 72.673), CPFL Telecom (R\$ 32.983), e CPFL Jaguari Geração (R\$ 2.473). Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	Distribuidoras	Transmissoras	Consolidado
Saldo em 31/12/2016	5.193.511	180.333	5.373.844
Circulante	-	10.700	10.700
Não circulante	5.193.511	169.633	5.363.144
Adições	972.254	46.261	1.018.515
Ajuste ao valor justo	212.294	-	212.294
Atualização - ativo mensurado ao custo amortizado	-	27.807	27.807
Recebimento RAP	-	(15.677)	(15.677)
Baixas	(35.039)	-	(35.039)
Combinação de negócios	(12.338)	-	(12.338)
Saldo em 31/12/2017	6.330.681	238.723	6.569.404
Circulante	-	23.736	23.736
Não circulante	6.330.681	214.987	6.545.668
Adições	783.713	-	783.713
Ajuste ao valor justo	362.073	-	362.073
Baixas	(46.318)	-	(46.318)
Adoção IFRS 15 / CPC 47 (nota 3)	-	(238.723)	(238.723)
Saldo em 31/12/2018	7.430.149	-	7.430.149
Não circulante	7.430.149	-	7.430.149

O saldo refere-se ao ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido nos contratos de concessões das distribuidoras 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 25) no resultado do exercício (R\$ 362.073 em 2018 e R\$ 212.294 em 2017).

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamentos - Fundação CESP	3.929	7.851	6.797	6.797
Adiantamentos - fornecedores	4.031	31.981	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	77.442	159.291	524.461	621.489
Ordens em curso	142.708	158.707	6.844	5.062
Serviços prestados a terceiros	9.281	8.530	-	-
Contratos de pré-compra de energia	-	-	25.390	26.260
Despesas antecipadas	172.155	80.600	6.367	20.043
Repactuação GSF	13.701	19.629	5.782	17.359
Contas a receber - CDE	183.710	242.906	-	-
Adiantamentos a funcionários	22.287	19.658	-	-
Ativo contratual das transmissoras	23.535	-	226.117	-
Outros	186.923	200.724	125.681	143.183
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(28.698)	(29.379)	-	-
Total	811.005	900.498	927.440	840.192

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

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 22).

Contratos de pré-compra de energia - Refere-se a pagamentos antecipados realizados pelas controladas, os quais serão liquidados com energia a ser fornecida no futuro.

Repactuação GSF – Refere-se ao prêmio pago antecipadamente pelas controladas Ceran, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, referente à transferência do risco hidrológico para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária ("CCRBT"), e é amortizado de forma linear em contrapartida a outros custos operacionais.

Contas a receber – CDE – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 12.536 (R\$ 15.930 em 31 de dezembro de 2017), (ii) outros descontos tarifários concedidos a consumidores no montante de R\$ 170.858 (R\$ 224.936 em 31 de dezembro de 2017), (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 317 (R\$ 2.039 em 31 de dezembro de 2017).

Em 2018 as controladas efetuaram o encontro de contas do contas a receber – CDE e do contas a pagar de CDE (nota 22) no montante de R\$ 2.875 autorizado por meio do despacho nº 1.576/2016.

Ativo contratual das transmissoras: refere-se aos serviços de construção em curso que gerarão o direito de recebimento de "Receita Anual Permitida – RAP" a ser recebida ao longo da concessão assim como indenização ao término da concessão das controladas de transmissão (vide nota 3.2 – transmissoras).

(12) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimônio líquido da controlada	9.088.049	7.804.431	970.302	990.910
Adiantamento para futuro aumento de capital	82.395	33.340	-	-
Subtotal	9.170.444	7.837.771	970.302	990.910
Mais valia de ativos, líquidos	639.640	713.848	10.060	10.640
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
Total	9.816.139	8.557.673	980.362	1.001.550

Em 31 de dezembro de 2018, os saldos de adiantamento para futuro aumento de capital (“AFAC”) referem-se a recursos concedidos pela Companhia principalmente para as controladas CPFL Eficiência (R\$ 42.400) e CPFL Serviços (R\$ 39.900). Em 31 de dezembro de 2017 refere-se à controlada CPFL Telecom (R\$ 33.340).

12.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

As principais informações sobre os investimentos em participações societárias permanentes diretas, são como segue:

Investimento	Quantidade (mil) de ações	31/12/2018				31/12/2018		31/12/2017		2018		2017	
		Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício	Participação	patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial	Resultado de equivalência patrimonial	Resultado de equivalência patrimonial	Resultado de equivalência patrimonial		
CPFL Paulista	880.653	9.353.492	1.273.423	1.910.866	649.516	1.910.866	1.370.403	649.516	280.354				
CPFL Piratininga	53.096.770	3.910.404	240.144	516.235	182.654	516.235	461.059	182.654	152.080				
CPFL Santa Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-	23.447				
CPFL Leste Paulista	-	-	-	-	-	-	-	-	9.589				
CPFL Sul Paulista	-	-	-	-	-	-	-	-	10.545				
CPFL Jaguari de Energia (CPFL Santa Cruz)	359.058	1.203.345	170.413	392.040	81.191	392.040	340.463	81.191	11.720				
CPFL Mococa	-	-	-	-	-	-	-	-	6.999				
RGE	-	-	-	-	232.731	-	1.680.334	232.731	117.700				
RGE Sul (RGE)	1.125	9.673.681	2.788.106	3.692.338	300.379	3.286.587	1.228.317	255.854	57.305				
CPFL Geração	205.492.020	5.866.850	1.043.922	2.625.465	766.451	2.625.465	2.354.115	766.451	594.026				
CPFL Jaguari Geração (*)	40.108	62.176	40.108	58.656	13.592	58.656	50.970	13.592	15.709				
CPFL Brasil	3.000	1.357.522	3.000	72.680	91.502	72.680	96.093	91.502	94.455				
CPFL Planalto (*)	630	2.810	630	2.444	3.567	2.444	3.293	3.567	3.550				
CPFL Serviços	1.564.844	238.414	105.105	120.929	(24.076)	120.929	105.105	(24.076)	(12.863)				
CPFL Atende (*)	13.991	28.016	13.991	19.363	9.527	19.363	19.338	9.527	7.128				
Nect (*)	2.059	28.796	2.059	16.558	19.087	16.558	15.515	19.087	17.392				
CPFL Total (*)	9.005	23.173	9.005	19.953	21.690	19.953	20.624	21.690	20.865				
CPFL Jaguariuna	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.360)				
CPFL Telecom	119.780	6.860	1.833	5.465	4.442	5.465	2.018	4.442	(14.021)				
CPFL Centrais Geradoras (*)	16.128	18.689	16.128	15.998	618	15.998	16.177	618	735				
CPFL Eficiência	48.164	132.152	48.164	85.744	(11.908)	85.744	55.252	(11.908)	(2.582)				
AUTHI (*)	10	30.772	10	21.463	28.604	21.463	18.694	28.604	24.912				
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada						9.170.444	7.837.770	2.325.042	1.410.685				
Amortização da mais valia de ativos						-	-	(74.207)	(60.918)				
Total						9.170.444	7.837.770	2.250.835	1.349.766				
Investimento						9.088.049	7.804.431						
Adiantamento para futuro aumento de capital						82.395	33.340						

(*) Quantidade de cotas

A mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é classificada, no balanço da controladora, no grupo de Investimentos. Na demonstração do resultado da controladora, a amortização da mais valia de ativos de R\$ 74.207 (R\$ 60.918 em 2017) é classificada na rubrica “resultado de participações societárias”, em consonância com o ICPC 09 (R2).

A movimentação, na controladora, dos saldos de investimento em controladas nos exercícios de 2018 e 2017 é como segue:

Investimento	Investimento em 31/12/2017	Aumento / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Efeito da aplicação inicial do IFRS 9 / CPC 48	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital / Outros	Reestruturação societária (nota 12.5)	Investimento em 31/12/2018
CPFL Paulista	1.370.403	350.000	649.516	(168.019)	(18.453)	(272.581)	-	-	1.910.866
CPFL Piratininga	461.059	-	182.654	(43.507)	(11.996)	(71.975)	-	-	516.235
CPFL Santa Cruz	340.463	-	81.191	1.376	(1.556)	(29.433)	-	-	392.040
RGE	1.680.334	-	232.731	(2.135)	(7.148)	-	-	(1.903.782)	-
RGE Sul (RGE)	1.228.317	-	255.854	562	(7.121)	(98.763)	9	1.907.728	3.286.587
CPFL Geração	2.354.115	-	766.451	(6.220)	-	(490.124)	1.243	-	2.625.465
CPFL Jaguari Geração	50.970	-	13.592	-	-	(5.906)	-	-	58.656
CPFL Brasil	96.093	-	91.502	(2.873)	(2.187)	(93.717)	-	(16.138)	72.680
CPFL Planalto	3.293	-	3.567	-	-	(4.417)	-	-	2.444
CPFL Serviços	105.105	-	(24.076)	-	-	-	39.900	-	120.929
CPFL Atende	19.338	-	9.527	-	-	(9.501)	-	-	19.363
Nect	15.515	-	19.087	-	-	(18.044)	-	-	16.558
CPFL Total	20.624	-	21.690	-	-	(22.361)	-	-	19.953
CPFL Telecom	2.018	33.360	4.442	-	-	(1.111)	(33.245)	-	5.465
CPFL Centrais Geradoras	16.177	-	618	-	-	(798)	-	-	15.998
CPFL Eficiência	55.252	-	(11.908)	-	-	-	42.400	-	85.744
AUTHI	18.694	-	28.604	-	-	(25.835)	-	-	21.463
	7.837.770	383.360	2.325.042	(220.816)	(48.461)	(1.144.566)	50.307	(12.192)	9.170.444

Investimento	Investimento em 31/12/2016	Aumento / (Redução) / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital	Reestruturação societária (nota 12.6)	Investimento em 31/12/2017
CPFL Paulista	1.063.400	-	280.354	95.461	(68.812)	-	-	1.370.403
CPFL Piratininga	355.755	-	152.080	(1.198)	(45.578)	-	-	461.059
Companhia Luz e Força Santa Cruz	140.520	-	23.447	-	(15.357)	-	(148.610)	-
CPFL Leste Paulista	52.853	-	9.589	-	(7.002)	-	(55.439)	-
CPFL Sul Paulista	58.895	-	10.545	-	(8.244)	-	(61.195)	-
Companhia Jaguari de Energia (CPFL Santa Cruz)	30.255	-	11.720	-	(2.489)	-	300.978	340.463
CPFL Mococa	33.824	-	6.999	-	(5.089)	-	(35.733)	-
RGE	1.614.320	-	117.700	(1.366)	(50.319)	-	-	1.680.334
RGE Sul	-	-	57.305	435	-	-	1.170.577	1.228.317
CPFL Geração	2.158.384	-	594.026	2.536	(400.831)	-	-	2.354.115
CPFL Jaguari Geração	45.099	-	15.709	-	(9.837)	-	-	50.970
CPFL Brasil	109.054	-	94.455	135	(102.639)	-	(4.911)	96.093
CPFL Planalto	2.101	-	3.550	-	(2.358)	-	-	3.293
CPFL Serviços	97.968	76.000	(12.863)	-	-	(56.000)	-	105.105
CPFL Atende	17.150	-	7.128	-	(4.941)	-	-	19.338
Nect	10.295	-	17.392	-	(12.172)	-	-	15.515
CPFL Total	27.570	(10.000)	20.865	-	(17.811)	-	-	20.624
CPFL Jaguariuna	1.256.161	1.299.520	(8.360)	-	-	(1.299.520)	(1.247.801)	-
CPFL Telecom	(19.302)	31.000	(14.021)	-	-	4.340	-	2.018
CPFL Centrais Geradoras	15.459	-	735	-	(17)	-	-	16.177
CPFL Eficiência	61.543	-	(2.582)	-	(3.708)	-	-	55.252
Authi	16.810	(2.600)	24.912	-	(20.428)	-	-	18.694
	7.148.112	1.393.920	1.410.685	96.003	(777.632)	(1.351.180)	(82.135)	7.837.770

No consolidado, os saldos de investimento correspondem à participação nos empreendimentos controlados em conjunto registrados pelo método de equivalência patrimonial:

	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017
Investimento em controladas em conjunto	Participação patrimônio líquido		Resultado de equivalência patrimonial	
Baesa	175.189	187.654	791	11.849
Enercan	175.122	176.998	101.392	85.808
Chapecoense	378.558	385.870	127.250	120.651
EPASA	241.433	240.388	105.343	94.663
Mais valia de ativos, líquidos	10.060	10.640	(579)	(579)
	980.363	1.001.550	334.198	312.390

12.2 Mais valia de ativos e ágio

A mais valia de ativos refere-se basicamente ao direito de explorar a concessão adquirido através de combinações de negócios. O ágio refere-se basicamente a aquisições de investimentos e está suportado pela perspectiva de rentabilidade futura.

Nas demonstrações financeiras consolidadas estes valores estão classificados no grupo de Intangível (nota 14).

12.3 Juros sobre o capital próprio (“JCP”) e Dividendo a receber

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2018 e 2017 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CPFL Paulista	92.596	49.798	110.214	-	202.810	49.798
CPFL Piratininga	6.226	-	31.708	-	37.934	-
CPFL Santa Cruz	-	24.918	19.160	13.960	19.160	38.878
RGE (*)	-	50.319	-	-	-	50.319
RGE Sul	26.795	-	94.312	-	121.107	-
CPFL Geração	71.099	-	102.436	-	173.535	-
CPFL Centrais Geradoras	815	17	-	-	815	17
CPFL Jaguari Geração	3.398	-	-	-	3.398	-
CPFL Brasil	111.083	20.748	2.451	2.361	113.534	23.109
CPFL Planalto	-	888	-	-	-	888
CPFL Atende	-	1.003	876	620	876	1.623
Nect Serviços	-	4.348	-	-	-	4.348
CPFL Telecom	1.111	-	-	-	1.111	-
CPFL Eficiência	12.195	12.195	15.104	17.404	27.299	29.599
AUTHI	151	6.228	-	-	151	6.228
	325.469	170.461	376.261	34.344	701.731	204.807

(*) Em 31.12.2018 empresa agrupada na RGE Sul

No consolidado, o saldo de dividendo e JCP a receber de R\$ 100.182 em 31 de dezembro de 2018 e R\$ 56.145 em 31 de dezembro de 2017, refere-se basicamente aos empreendimentos controlados em conjunto.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas, a Companhia registrou em 2018 o montante de R\$ 576.247 a título de dividendo e juros sobre capital próprio referentes ao exercício de 2017. Adicionalmente, as controladas declararam em 2018 (i) o montante de 29.046 como dividendo intermediário referente aos resultados intermediários de 2018; (ii) JCP referente aos resultados de 2018 de 361.158 e (iii) o montante de R\$ 126.574 como dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2018.

Dos montantes registrados como contas a receber, R\$ 596.100 foram pagos pelas controladas para a Companhia em 2018.

12.4 Participação de acionistas não controladores e empreendimentos controlados em conjunto

A divulgação da participação em controladas, de acordo com a IFRS 12 e CPC 45, é como segue:

12.4.1 Movimentação da participação de acionistas não controladores

	CERAN	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	Total
Saldo em 31/12/2016	263.719	2.060.963	77.966	2.402.648
Participação acionária e no capital votante	35,00%	48,40%	40,07%	
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	37.949	13.720	11.623	63.292
Dividendos	(92.832)	(16.619)	(8.769)	(118.220)
Aumento (redução) de capital	(122.806)	15	-	(122.791)
Outras movimentações	-	-	(113)	(113)
Saldo em 31/12/2017	86.031	2.058.079	80.707	2.224.816
Participação acionária e no capital votante	35,00%	48,40%	40,07%	
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	34.731	62.470	10.754	107.955
Dividendos	(44.314)	(13.511)	(10.860)	(68.685)
Outras movimentações	-	5.656	(108)	5.548
Saldo em 31/12/2018	76.448	2.112.693	80.493	2.269.634
Participação acionária e no capital votante	35,00%	48,44%	40,07%	

12.4.2 Informações financeiras resumidas das controladas que têm participação de não controladores

As informações financeiras resumidas das controladas em que há participação de não controladores, em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 são como segue:

	31/12/2018			31/12/2017		
	CERAN	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Ativo circulante	80.367	1.330.819	15.499	110.566	1.623.645	48.037
Caixa e equivalentes de caixa	32.729	876.571	5.687	37.043	950.215	24.086
Ativo não circulante	799.390	10.845.036	144.863	848.445	11.232.357	120.677
Passivo circulante	246.482	1.396.120	33.883	198.624	1.957.000	42.525
Empréstimos, financiamentos e debêntures	106.555	819.993	-	105.844	1.259.105	36.453
Outros passivo financeiros	13.406	7.670	282	12.360	7.258	264
Passivo não circulante	414.852	6.528.563	1.033	514.583	6.760.025	258
Empréstimos, financiamentos e debêntures	316.581	4.738.841	-	422.166	5.251.704	-
Outros passivo financeiros	89.965	-	-	83.766	-	-
Patrimônio líquido	218.423	4.251.172	125.446	245.804	4.138.977	125.931
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores	218.423	4.147.795	125.446	245.804	4.032.448	125.931
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	103.377	-	-	106.529	-
	2018			2017		
	CERAN	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Receita operacional líquida	333.289	1.936.319	52.510	321.743	1.959.084	38.278
Custo e despesa operacional	(95.321)	(727.557)	(26.115)	(103.671)	(737.472)	(10.566)
Depreciação e amortização	(41.378)	(623.106)	(4)	(45.212)	(617.017)	(4)
Receita de juros	6.191	93.076	691	30.489	126.041	2.089
Despesa de juros	(53.629)	(517.403)	(614)	(40.202)	(648.571)	(4.050)
Despesa de imposto sobre a renda	(48.239)	37.276	(3.145)	(54.099)	(74.125)	(2.911)
Lucro (prejuízo) líquido	99.230	118.805	26.838	108.427	19.645	29.006
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores	99.230	109.264	26.838	108.427	11.484	29.006
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	9.542	-	-	8.162	-

12.4.3 Empreendimentos controlados em conjunto

As informações financeiras resumidas dos empreendimentos controlados em conjunto, em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017, são como segue:

	31/12/2018				31/12/2017			
	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Ativo circulante	208.326	68.956	345.737	327.084	182.843	124.361	329.721	319.222
Caixa e equivalentes de caixa	66.519	17.425	184.002	18.269	48.695	17.873	116.425	74.741
Ativo não circulante	1.033.320	966.664	2.604.162	502.618	1.101.291	1.030.904	2.745.989	531.527
Passivo circulante	385.271	50.639	424.635	152.168	291.010	121.369	426.695	157.343
Empréstimos, financiamentos e debêntures	137.225	-	138.706	34.473	140.090	63.154	138.788	34.299
Outros passivo financeiros	5.869	34.832	74.156	1.346	4.085	17.113	67.897	993
Passivo não circulante	496.953	284.391	1.782.993	224.933	629.850	283.456	1.892.407	242.765
Empréstimos, financiamentos e debêntures	383.358	-	1.045.402	151.964	510.874	-	1.172.181	186.373
Outros passivo financeiros	26.936	272.079	734.630	-	25.115	265.250	716.986	-
Patrimônio líquido	359.422	700.590	742.271	452.601	363.273	750.440	756.608	450.641
	2018				2017			
	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	591.875	321.142	863.861	840.005	580.430	412.329	829.525	789.402
Custo e despesa operacional	(188.756)	(214.448)	(191.749)	(562.097)	(273.339)	(265.955)	(186.638)	(518.352)
Depreciação e amortização	(50.051)	(50.609)	(117.858)	(34.525)	(52.773)	(50.621)	(126.811)	(35.640)
Receita de juros	4.793	4.176	15.729	5.106	32.849	4.906	24.639	6.102
Despesa de juros	(46.042)	(53.946)	(191.818)	(17.491)	(31.135)	(27.986)	(183.237)	(26.197)
Despesa de imposto sobre a renda	(101.484)	(1.229)	(124.284)	(38.740)	(88.229)	(25.442)	(123.307)	(39.892)
Lucro (prejuízo) líquido	208.100	3.164	249.510	197.481	176.113	47.385	236.570	177.458
Participação acionária e no capital votante	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%

Mesmo detendo mais do que 50% da participação acionária das entidades Epasa e Chapecoense, a controlada CPFL Geração controla em conjunto com outros acionistas estes investimentos. A análise do enquadramento do tipo de investimento está baseada no Acordo de Acionistas de cada empreendimento.

Os empréstimos captados junto ao BNDES pelos empreendimentos controlados em conjunto ENERCAN, BAESA e Chapecoense, determinam restrições ao pagamento de dividendo à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

12.4.4 Operação controlada em conjunto

A Companhia, por meio da sua controlada integral CPFL Geração, possui parte dos ativos do aproveitamento Hidrelétrico da Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A concessão e a operação do aproveitamento Hidrelétrico pertencem a Furnas Centrais Elétricas S.A. Por manter estes ativos em operação de forma compartilhada com Furnas (operação controlada em conjunto), ficou assegurada à CPFL Geração a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 637,5 MW médios (328,57 MW médios), até 2028.

12.5 Reestruturações societárias em 2017

12.5.1 Incorporação CPFL Jaguariúna

Em AGE realizada em 15 de dezembro de 2017, foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.

No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 99.981 (nota 9). Para recompor seus investimentos, a Companhia e a CPFL Brasil registraram, de forma proporcional aos seus investimentos na RGE Sul, (i) um intangível de concessão recomposto no montante de R\$ 148.487 e R\$ 45.594 respectivamente, no montante total de R\$ 194.081, correspondente à mais valia dos intangíveis de infraestrutura da distribuição e de exploração da concessão; e (ii) um ajuste líquido de mais e menos valia no montante de R\$ 66.607 e R\$ 20.452, respectivamente, correspondentes ao valor justo de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, menos valia de consumidores e mais valia de ativo de indenização. Ambos os montantes são indedutíveis para fins fiscais na Companhia e na CPFL Brasil.

12.5.2 Agrupamento das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia,

Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas passaram a ser somente pela Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser “CPFL Santa Cruz”. Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Geral Extraordinária (“AGE”) realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.

12.6 Reestruturações societárias em 2018

12.6.1 Agrupamento das controladas RGE e RGE Sul

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica RGE e RGE Sul, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2019 as operações destas controladas passaram a ser realizadas somente pela RGE Sul, que passou a ter como nome fantasia “RGE”. Esta operação foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”) realizada em 31 de dezembro de 2018.

(13) IMOBILIZADO

	Consolidado							Total
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	
Saldo em 31/12/2016	176.145	1.394.162	1.153.220	6.655.391	76.217	7.562	250.302	9.712.998
Custo histórico	206.330	2.060.191	1.652.934	9.066.408	106.920	21.507	250.302	13.364.592
Depreciação acumulada	(30.185)	(666.028)	(499.714)	(2.411.017)	(30.704)	(13.945)	-	(3.651.594)
Adições	-	-	-	772	2.978	-	753.137	756.887
Baixas	(22)	(132)	(140)	(32.336)	(2.248)	(635)	(8.332)	(43.845)
Transferências	2.950	400	154.737	574.944	20.434	1.484	(754.948)	-
Transferências de/para outros ativos - custo	(1.893)	6.393	(154.880)	98.579	(126)	(330)	11.033	(41.224)
Depreciação	(8.004)	(79.276)	(59.736)	(431.393)	(18.055)	(1.332)	-	(597.795)
Baixa da depreciação	2	124	120	9.529	1.379	387	-	11.540
Transferências de/para outros ativos - depreciação	(683)	(2.413)	1.930	9.690	(8)	108	-	8.624
Combinação de negócios	-	-	-	-	(4.800)	-	-	(4.800)
Redução ao valor recuperável dos ativos	-	-	(474)	(14.787)	-	-	-	(15.261)
Saldo em 31/12/2017	168.494	1.319.257	1.094.777	6.870.389	75.771	7.245	251.192	9.787.125
Custo histórico	207.365	2.066.850	1.652.178	9.693.512	122.540	22.026	251.192	14.015.662
Depreciação acumulada	(38.870)	(747.593)	(557.400)	(2.823.123)	(46.769)	(14.782)	-	(4.228.537)
Adições	-	-	-	-	-	-	296.165	296.165
Baixas	(8)	-	(7.908)	(16.434)	(3.517)	(31)	(8.478)	(36.376)
Transferências	20.181	151.754	41.464	101.468	12.250	793	(327.908)	-
Transferências de/para outros ativos - custo	(2.755)	-	(100.720)	106.775	-	6	(6.584)	(3.279)
Depreciação	(8.082)	(79.237)	(61.540)	(432.524)	(19.402)	(546)	-	(601.329)
Baixa da depreciação	2	-	-	8.180	2.032	44	-	10.259
Reclassificações e transferências de/para outros ativos - depreciação	(994)	-	20.714	(22.706)	(2)	-	-	(2.987)
Outros	-	-	15	645	-	-	6.373	7.033
Saldo em 31/12/2018	176.839	1.391.775	986.800	6.615.793	67.135	7.512	210.760	9.456.614
Custo histórico	224.783	2.218.604	1.585.723	9.905.396	131.549	23.039	210.760	14.299.854
Depreciação acumulada	(47.944)	(826.829)	(598.923)	(3.289.603)	(64.415)	(15.527)	-	(4.843.240)
Taxa média de depreciação 2018	3,86%	3,65%	3,96%	4,45%	13,89%	3,70%		
Taxa média de depreciação 2017	3,86%	3,93%	3,69%	4,53%	13,09%	8,31%		

O saldo de imobilizado em curso no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento das controladas operacionais e/ou em desenvolvimento, com destaque para os projetos da CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 139.614 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 197.305 em 31 de dezembro de 2017).

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No consolidado, para o ano de 2018 foram capitalizados R\$ 10.591 (R\$ 29.817 em 2017) a uma taxa de 8,74% (8,80% em 2017).

No consolidado, os valores de depreciação estão registrados na demonstração do resultado, na linha de “Depreciação e amortização” (nota 27).

Em 31 de dezembro de 2018, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 16, é de aproximadamente R\$ 4.237.048, sendo o principal montante relacionado à controlada CPFL Renováveis (R\$ 4.183.534).

13.1 Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

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.

Em 2017, devido a mudanças no cenário político, econômico e energético brasileiro, a controlada CPFL Renováveis registrou uma perda no montante de R\$ 15.261 referente aos ativos imobilizados dos empreendimentos Bio Baía Formosa e Solar Tanquinho. Esta perda foi registrada na demonstração do resultado na rubrica “Outras despesas operacionais” (nota 27). Para o exercício de 2018, com base na avaliação mencionada de eventuais indicativos, não houve necessidade de provisão de recuperação.

As referidas provisões para perda ao valor recuperável tiveram como base a avaliação destas unidades geradoras de caixa formada pelo ativo imobilizado destas controladas, as quais, isoladamente, não caracterizam um segmento operacional (nota 29). Adicionalmente, durante 2018 e 2017 a Companhia não mudou a forma de agregação dos ativos para identificação destas unidades geradoras de caixa.

Para a mensuração ao valor justo foi utilizada a abordagem de custo, técnica de avaliação que reflete o valor que seria exigido atualmente para substituir a capacidade de serviço de um ativo (normalmente referido como o custo de substituição ou reposição). O reconhecimento da provisão para perda ao valor recuperável dos ativos, quando aplicável, se dá em função do cenário desfavorável para os negócios destas controladas e é calculado com base em seus valores justos líquidos das despesas de venda.

(14) INTANGÍVEL E ATIVO CONTRATUAL EM CURSO**14.1 Ativo intangível**

	Consolidado						Total
	Ágio	Direito de concessão			Uso do bem público	Outros ativos intangíveis	
		Adquirido em combinações de negócios	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso			
Saldo em 31/12/2016	6.115	4.466.516	5.550.502	666.008	27.324	59.147	10.775.613
Custo histórico	6.152	7.602.941	11.987.109	666.008	35.840	183.138	20.481.188
Amortização acumulada	(37)	(3.136.425)	(6.436.607)	-	(8.516)	(123.990)	(9.705.576)
Adições	-	-	-	1.898.434	-	9.344	1.907.778
Amortização	-	(286.215)	(639.292)	-	(1.419)	(9.390)	(936.318)
Transferência - intangíveis	-	-	814.643	(814.643)	-	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	131	(972.385)	-	-	(972.254)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(16.244)	(91.214)	48.061	-	1.723	(57.674)
Reestruturação societária (nota 12.6.1)	-	(26.766)	(73.215)	-	-	-	(99.981)
Redução ao valor recuperável dos ativos	-	(5.129)	-	-	-	(47)	(5.176)
Combinação de negócios	-	(15.057)	(7.108)	-	-	-	(22.165)
Saldo em 31/12/2017	6.115	4.117.105	5.554.447	825.476	25.904	60.777	10.589.824
Custo histórico	6.152	7.558.645	11.442.528	825.476	35.840	174.407	20.043.048
Amortização acumulada	(37)	(3.441.540)	(5.888.080)	-	(9.936)	(113.630)	(9.453.223)
Adições	-	-	-	-	-	18.670	18.670
Amortização	-	(286.858)	(703.511)	-	(1.419)	(8.989)	(1.000.777)
Transferência - ativo contratual em curso	-	-	723.813	-	-	-	723.813
Transferência - ativo financeiro	-	-	52.803	-	-	-	52.803
Baixa e transferência - outros ativos	-	(63.187)	(43.419)	-	-	5.504	(101.102)
Adoção IFRS 15 / CPC 47 (nota 3)	-	-	-	(825.476)	-	-	(825.476)
Outros	-	5.130	-	-	-	47	5.177
Saldo em 31/12/2018	6.115	3.772.188	5.584.136	-	24.485	76.009	9.462.935
Custo histórico	6.152	7.495.458	11.909.149	-	35.840	217.542	19.664.141
Amortização acumulada	(37)	(3.723.270)	(6.325.012)	-	(11.355)	(141.532)	(10.201.206)

No consolidado, os valores de amortização estão registrados como segue: (i) “depreciação e amortização” para a amortização dos ativos intangíveis de Infraestrutura de Distribuição, Uso do Bem Público e Outros Ativos Intangíveis; e (ii) “amortização de intangível de concessão” para a amortização do ativo intangível Adquirido em Combinação de Negócios (nota 27).

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No consolidado, no ano de 2018 foram capitalizados R\$ 18.015 a uma taxa de 7,99% a.a.. Em 2017, foram capitalizados R\$ 20.726, a uma taxa de 8,17% a.a..

14.1.1 Intangível adquirido em combinações de negócios

A composição do ativo intangível correspondente ao direito de explorar as concessões, adquirido em combinações de negócios, está demonstrado a seguir:

	Consolidado					
	31/12/2018			31/12/2017	Taxa de amortização anual	
	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	2018	2017
Intangível adquirido em combinações de negócio						
Intangível adquirido não incorporado						
CPFL Paulista	304.861	(216.988)	87.873	97.858	3,28%	3,28%
CPFL Piratininga	39.065	(26.335)	12.730	14.025	3,32%	3,31%
RGE	-	-	-	1.752	-	4,70%
RGE Sul (RGE)	3.768	(2.193)	1.575	-	4,70%	-
CPFL Geração	54.555	(37.333)	17.221	19.067	3,38%	3,38%
CPFL Jaguari Geração	7.896	(4.121)	3.775	4.044	3,41%	3,41%
CPFL Renováveis	3.653.906	(1.051.284)	2.602.622	2.818.331	5,90%	4,16%
Subtotal	4.064.052	(1.338.255)	2.725.797	2.955.077		
Intangível adquirido já incorporado						
RGE	-	-	-	234.297	-	2,11%
RGE Sul (RGE)	1.433.007	(971.212)	461.795	279.553	3,63%	9,09%
CPFL Geração	426.450	(333.430)	93.020	102.987	2,34%	2,34%
Subtotal	1.859.457	(1.304.642)	554.816	616.837		
Intangível adquirido já incorporado - recomposto						
CPFL Paulista	1.074.026	(786.870)	287.156	319.360	3,00%	3,00%
CPFL Piratininga	115.762	(78.039)	37.723	41.560	3,31%	3,31%
RGE	-	-	-	125.785	-	4,09%
CPFL Jaguari Geração	15.275	(8.837)	6.438	6.898	3,01%	3,01%
RGE Sul (RGE)	366.887	(206.630)	160.256	51.588	4,67%	9,09%
Subtotal	1.571.949	(1.080.375)	491.574	545.191		
Total	7.495.458	(3.723.270)	3.772.187	4.117.105		

O intangível adquirido em combinações de negócio está associado ao direito de exploração das concessões e está assim representado:

– Intangível adquirido não incorporado

Refere-se basicamente ao intangível de aquisição das ações detidas por acionistas não controladores, antes da adoção do CPC 15 e IFRS 3.

– Intangível adquirido já incorporado

Refere-se ao intangível oriundo da aquisição de controladas que foram incorporados aos respectivos patrimônios líquidos sem a aplicação das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, ou seja, sem que ocorresse a segregação da parcela correspondente ao benefício fiscal.

– Intangível adquirido já incorporado - Recomposto

Com o objetivo de atender as determinações da ANEEL e evitar que a amortização do intangível advindo de incorporação de controladora causasse impacto negativo ao fluxo de dividendo aos acionistas não controladores existentes na época da incorporação, as controladas aplicaram os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 sobre o intangível. Desta forma, foi constituída uma provisão retificadora do intangível em contrapartida à reserva especial de ágio na incorporação do patrimônio líquido em cada controlada, de forma que o efeito da operação no patrimônio refletisse o benefício fiscal do intangível incorporado. Estas alterações afetaram o investimento da Companhia nas controladas, sendo necessária a constituição do intangível indedutível para fins fiscais, de modo a recompô-lo.

14.2 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.

Em 2017 a controlada CPFL Renováveis registrou uma perda no montante de R\$ 5.176, referente aos ativos intangíveis adquiridos em combinação de negócios dos empreendimentos Pedra Cheirosa I e Bio Formosa.

Para o exercício de 2018, com base na avaliação mencionada de eventuais indicativos, não houve necessidade de provisão de recuperação.

As referidas provisões para perda ao valor recuperável tiveram como base a avaliação destas unidades geradoras de caixa formada pelo ativo intangível destas controladas, as quais, isoladamente, não caracterizam um segmento operacional (nota 29). Adicionalmente, durante 2018 e 2017 a Companhia não mudou a forma de agregação dos ativos para identificação destas unidades geradoras de caixa.

Para a mensuração ao valor justo foi utilizada a abordagem de custo, técnica de avaliação que reflete o valor que seria exigido atualmente para substituir a capacidade de serviço de um ativo (normalmente referido como o custo de substituição ou reposição). O reconhecimento da provisão para perda ao valor recuperável dos ativos se deu em função do cenário desfavorável para os negócios destas controladas e foi calculado com base em seus valores justos líquidos das despesas de venda.

14.3 Ativo contratual em curso

De acordo com o IFRS 15 / CPC 47, os ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção, anteriormente classificados como intangível em curso, passaram a ser classificados como ativos de contrato (nota 3).

	Ativo contratual em curso
Saldo em 31/12/2017	-
Adoção IFRS 15 / CPC 47 (nota 3)	825.476
Adições	1.787.588
Transferência - intangível	(723.813)
Transferência - ativo financeiro	(836.516)
Baixa e transferência - outros ativos	(6.303)
Saldo em 31/12/2018	1.046.433
Não circulante	1.046.433

(15) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	62.674	413
Suprimento de energia elétrica	1.607.116	2.248.748
Encargos de uso da rede elétrica	205.656	252.170
Materiais e serviços	368.344	650.538
Energia livre	154.296	145.002
Total	2.398.085	3.296.870
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	333.036	128.438

(16) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

	Consolidado						Saldo em 31/12/2018
	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	900.257	166.404	(173.528)	53.283	-	(53.641)	892.776
Pós Fixado							
TJLP e TLP	3.449.468	1.315.898	(442.504)	288.171	-	(262.744)	4.348.289
Selic	140.099	-	(33.875)	11.251	-	(3.358)	114.117
CDI	1.541.278	23.359	(1.112.713)	72.957	-	(138.609)	386.272
IGP-M	57.291	-	(10.511)	9.788	-	(4.679)	51.889
Cesta de moedas	2.293	-	(500)	515	-	(156)	2.152
Outros	74.740	32.418	(45.807)	6.477	-	(1.426)	66.403
Total ao custo	6.165.427	1.538.079	(1.819.438)	442.442	-	(464.613)	5.861.896
Gastos com captação (*)	(31.816)	(35.984)	-	10.607	-	-	(57.193)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	4.698.184	2.666.880	(3.289.857)	170.383	774.483	(164.965)	4.855.108
Euro	218.814	879.500	(215.824)	3.348	(1.873)	(4.466)	879.499
Marcação a mercado	(58.552)	-	-	(44.799)	-	-	(103.351)
Total ao valor justo	4.858.446	3.546.380	(3.505.681)	128.932	772.610	(169.431)	5.631.255
Total	10.992.057	5.048.475	(5.325.119)	581.980	772.610	(634.044)	11.435.958
Circulante	3.589.607						2.446.113
Não circulante	7.402.450						8.989.846

(*) Conforme CPC 48/IFRS 9, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
		31/12/2018	31/12/2017		
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional					
Pré fixado					
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 8% (a)	418.336	546.504	2011 a 2024	(i) Fiança CPFL Energia e da State Grid Brazil; (ii) Recebíveis; (iii) Penhor de ações da CPFL Renováveis e SPE; (iv) Penhor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL; (v) Cessão de direitos creditórios e vinculação de receitas
FINAME	Pré fixado de 2,5% a 10% (a)	48.672	71.780	2012 a 2025	(i) Alienação fiduciária de máquinas e equipamentos; (ii) Cessão fiduciária dos recebíveis; (iii) Fiança e aval da CPFL Energia; (iv) Bens vinculados em alienação fiduciária.
FINEP	Pré fixado de 3,5% a 8%	6.576	10.482	2013 a 2021	Fiança bancária
Empréstimos bancários	Pré fixado de 9,5% a 10,14% e bônus de adimplência de 15% e 25%	419.191	271.492	2009 a 2037	(i) Penhor de direitos emergentes; (ii) Alienação fiduciária de máquinas, equipamentos e direitos creditórios; (iii) Cessão de vinculação de receitas; (iv) Fiança bancária; (v) Aval da da CPFL Renováveis
		892.776	900.257		
Pós fixado					
TJLP e TLP					
FINEM	TJLP e TJLP + de 1,72% a 3,4% (b)	3.128.625	3.406.017	2009 a 2033	(i) Fiança bancária; (ii) Aval da CPFL Energia; (iii) Penhor de recebíveis, de equipamentos, de direitos emergentes autorizados pela ANEEL e de ações de SPE (iv) Alienação fiduciária de equipamentos e de recebíveis; (v) Fiança corporativa da Bioenergia, Edíca Holding S.A, CPFL Renováveis, CPFL Energia e State Grid Brazil.
FINEM	TLP + 4,74% a 4,80% (b)	1.190.169	-	2027 a 2028	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	TJLP + 2,2% a 4,2% (b)	20.935	23.181	2017 a 2027	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FINEP	TJLP e TJLP -1%	3.491	13.997	2016 a 2024	Fiança bancária
Empréstimos bancários	TJLP + 2,99% a 3,1%	5.069	6.273	2005 a 2023	(i) Penhor de ações, direitos creditórios e emergente da concessão (ii) Aval da CPFL Energia
		4.348.289	3.449.468		
SELIC					
FINEM	SELIC + 2,19% a 2,66% (c)	108.752	134.260	2015 a 2022	(i) Fiança da State Grid Brazil, CPFL Energia e recebíveis (ii) Aval da CPFL Energia
FINAME	SELIC + 2,70% a 3,90%	5.365	5.840	2016 a 2022	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
		114.117	140.099		
CDI					
Empréstimos bancários	(i) De 100,00% a 109,50% do CDI (c) (ii) CDI + 0,10% a 1,90%	208.384	885.715	2012 a 2024	(i) Aval da CPFL Renováveis e CPFL Energia (ii) Nota promissória da CPFL Renováveis (iii) Fiança da CPFL Energia
Empréstimos bancários	(i) 104% do CDI (ii) CDI + 1,39%	177.888	443.035	2017 a 2023	Não existem garantias
Notas promissórias	(i) 105% do CDI	-	110.523	2018	Aval da CPFL Renováveis e CPFL Energia
Notas promissórias	(ii) CDI + 0,5% a 3,40% CDI + 3,80%	-	102.006	2017 a 2018	Não existem garantias
		386.272	1.541.278		
IGPM					
Empréstimos bancários	IGPM + 8,63%	51.889	57.291	2011 a 2024	(i) Alienação fiduciária de equipamentos e de recebíveis; (ii) Penhor de ações da SPE, de direitos emergentes autorizados pela ANEEL e de recebíveis de contratos de operação.
Cesta de moedas					
Empréstimos bancários	Cesta de Moedas + de 1,99% a 5%	2.152	2.293	2006 a 2023	(i) Penhor de ações, direitos creditórios e emergente da concessão e vinculação de receitas (ii) Aval da CPFL Energia
Outros					
Outros		66.403	74.740	2007 a 2038	(i) notas promissórias, (ii) fiança bancária, (iii) direitos creditórios ; (iii) penhor de ações; (iv) alienação fiduciária das máquinas e equipamentos e de recebíveis e (v) fiança CPFL Renováveis
Total moeda nacional		5.861.896	6.165.427		
Gastos com captação (*)		(57.193)	(31.816)		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira					
Dólar					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,80% a 3%	-	2.879.241	2017 a 2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,8% a 1,55% (c)	1.866.418	704.572	2017 a 2022	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,93% a 4,32%	2.988.689	1.114.370	2017 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
		4.855.108	4.698.184		
Euro					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + de 0,42% a 0,96%	879.499	218.814	2019 a 2021	Aval da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado		(103.351)	(58.552)		
Total moeda estrangeira		5.631.255	4.858.446		
Total		11.435.958	10.992.057		

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 33.

Taxa efetiva:

(a) De 30% a 70% do CDI (b) De 60% a 110% do CDI (c) De 100% a 130% do CDI

Conforme segregado nos quadros acima, o Grupo, em consonância com o CPC 48 e IFRS 9, 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\$ 5.631.255 (R\$ 4.858.445 em 31 de dezembro de 2017).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro do Grupo, exceto pelo componente de cálculo de risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes. Em 31 de dezembro de 2018, os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 103.351 (R\$ 58.552 em 31 de dezembro 2017), que compensados pelas perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 65.678 (R\$ 51.145 em 31 de dezembro de 2017), contratados para proteção da variação cambial (nota 33), geraram um ganho total líquido de R\$ 37.673 (R\$ 7.407 em 31 de dezembro de 2017).

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

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2020	1.397.666
2021	1.669.749
2022	2.402.921
2023	844.340
2024	606.929
2025 a 2029	1.607.254
2030 a 2034	435.200
2035 a 2039	105.994
2040 a 2044	5.617
Subtotal	9.075.670
Marcação a mercado	(85.824)
Total	8.989.846

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

<u>Indexador</u>	<u>Varição acumulada</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>% a.a.</u>		<u>% da dívida</u>	
	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
IGP-M	7,54	(0,52)	0,45	0,52
TJLP e TLP	6,72 e 7,42	7,00	38,02	31,38
CDI	6,40	6,89	52,62	59,49
Outros			8,90	8,60
			100,00	100,00

Principais adições no exercício

Modalidade	R\$ mil			Pagamento de juros	Destinação dos recursos
	Total aprovado	Liberado em 2018	Liberado líquido dos gastos de captação		
Moeda nacional:					
Pré fixado					
Empréstimos bancários	170.152	166.404	164.601	Mensal	Plano de investimento
Pós fixado					
CDI					
Empréstimos bancários (a)	16.000	16.000	16.000	Único	Capital de Giro
Empréstimos bancários (a)	7.360	7.360	7.360	Semestral	Capital de Giro
TJLP e TLP					
FINEM	209.510	125.515	124.130	Mensal	Plano de investimento
FINEM	2.608.634	1.190.000	1.161.994	Mensal	Plano de investimento
FINAME (a)	79.331	384	384	Trimestral	Aquisição de máquinas e equipamentos
Outros					
Empréstimos bancários	39.054	32.418	30.903	Mensal	Plano de investimento
Moeda Estrangeira:					
Dólar					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	2.666.880	2.666.880	2.666.880	Trimestral	Capital de Giro
Euro					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	879.500	879.500	879.500	Trimestral	Capital de Giro
	<u>6.676.421</u>	<u>5.084.461</u>	<u>5.051.752</u>		

(a) Não há cláusulas restritivas financeiras

Pré-pagamento:

No ano de 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 2.202.406 de empréstimos cujos vencimentos originais eram até junho de 2024.

Condições restritivas

Os empréstimos e financiamentos obtidos pelas empresas do Grupo 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 individuais das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE, detentoras dos contratos

- 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 individuais das subsidiárias da CPFL Renováveis, detentoras dos contratos

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a um índice que varia entre 1,0 e 1,3.
- Índice de Capitalização Própria maior ou igual a um índice que varia entre 25,0% e 39,5%.
- Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 80%.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis

- 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 0,55.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da 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. ("State Grid Brazil")

- 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 Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

Em 2018, a controlada CPFL Renováveis obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras de sua subsidiária Bio Ester e dos índices financeiros ICSD, Dívida Líquida dividida pelo EBITDA e Patrimônio Líquido dividido pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida nas demonstrações financeiras de suas subsidiárias Bio Coopcana e Bio Alvorada. Adicionalmente, na mesma ocasião, a CPFL Renováveis também obteve a anuência para a exclusão da exigência de manutenção dos índices mencionados a partir do exercício de 2019.

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

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018, exceto pelo mencionado acima acerca da controlada indireta CPFL Renováveis para a qual a controlada obteve as devidas aprovações das instituições financeiras.

(17) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo - pós fixado						
TJLP	495.408	-	(46.768)	37.539	(5.080)	481.099
CDI	7.446.556	4.163.000	(4.832.370)	592.746	(652.185)	6.717.747
IPCA	1.311.432	-	-	118.026	(62.030)	1.367.428
Total ao custo	9.253.396	4.163.000	(4.879.138)	748.311	(719.295)	8.566.274
Gastos com captação (*)	(76.870)	(17.261)	-	34.334	-	(59.796)
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	-	416.600	-	10.389	-	426.989
Marcação a mercado	-	-	-	7.378	-	7.378
Total ao valor justo	-	416.600	-	17.767	-	434.367
Total	9.176.527	4.562.339	(4.879.138)	800.412	(719.295)	8.940.845
Circulante	1.703.073					917.352
Não circulante	7.473.454					8.023.493

(*) Conforme CPC 48/IFRS 9, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis à emissão das respectivas dívidas.

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
			31/12/2018	31/12/2017		
Mensuradas ao custo - pós fixado						
TJLP	TJLP + 1%	(d)	481.099	495.408	2009 a 2029	Alienação Fiduciária
CDI	(i) De 105,75% a 129,5% do CDI	(a)	5.858.319	6.727.437	2015 a 2024	(i) Fiança da CPFL Energia e CPFL Renováveis (ii) Aval da CPFL Energia (iii) Cessão Fiduciária dos dividendos da PCH Holding
	(ii) CDI + 0,27% a 1,90%	(a)	859.428	719.119	2018 a 2022	
IPCA	De 107,75% a 114,50% do CDI	(a)	1.367.428	1.311.432	2019 a 2027	Fiança da CPFL Energia
			8.566.274	9.253.396		
	Gastos com captação (*)		(59.796)	(76.870)		
Mensuradas ao valor justo - pós fixado						
IPCA	IPCA + 5,80%	(b)	426.989	-	2024 a 2026	Fiança da CPFL Energia
	Marcação a mercado		7.378	-		
			434.367	-		
	Total		8.940.845	9.176.526		

Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 33.

Taxa efetiva:

(a) De 105,4% a 144,6% do CDI | CDI + de 0,75% a 4,76%

(b) IPCA + 4,42% a 6,31%

(c) De 101,74% a 103,3% do CDI

(d) TJLP + 3,48%

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC 48/IFRS 9, classificou suas debêntures como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros de debêntures mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas debêntures, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da debênture designada ao valor justo totalizava R\$ 434.367.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pelo componente de cálculo de risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes. Em 31 de dezembro de 2018 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 7.378, que compensados pelos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 21.012, contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 33), geraram um ganho total de R\$ 13.634.

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

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2020	303.327
2021	3.578.382
2022	1.571.891
2023	1.055.538
2024	819.690
2025 a 2029	577.107
2030 a 2034	110.180
Subtotal	8.016.115
Marcação a mercado	7.378
Total	8.023.493

Principais adições no exercício

Os recursos obtidos pelas principais adições abaixo tiveram a destinação para o plano de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro das controladas e o pagamento de juros é semestral.

<u>Modalidade</u>	<u>Emissão</u>	<u>Quantidade emitida</u>	<u>Montantes R\$ mil</u>	
			<u>Liberado em 2018</u>	<u>Liberado líquido dos gastos de emissão</u>
Pós fixado				
CDI				
CPFL Paulista	9ª emissão	1.380.000	1.380.000	1.379.022
CPFL Piratininga	9ª emissão	215.000	215.000	214.739
CPFL Brasil	4ª emissão	115.000	115.000	114.848
CPFL Santa Cruz	2ª emissão	190.000	190.000	189.737
RGE	9ª emissão	220.000	220.000	219.733
RGE Sul	6ª emissão	520.000	300.000	299.677
CPFL Geração	10ª emissão	190.000	190.000	189.838
CPFL Geração	11ª emissão	1.400.000	1.400.000	1.397.949
CPFL Renováveis	8ª emissão	153.000	153.000	151.245
IPCA				
CPFL Piratininga	10ª emissão	197.000	197.000	191.767
RGE Sul	7ª emissão	219.600	219.600	213.784
			4.579.600	4.562.339

Pré-pagamento:

No ano de 2018, foram liquidados antecipadamente R\$ 3.247.401 de debêntures cujos vencimentos originais eram de abril de 2019 a setembro de 2021.

Condições restritivas

As debêntures emitidas pelas empresas do Grupo 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 individuais de subsidiárias da CPFL Renováveis, emissoras das debêntures

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a 1,2.
- Dívida Líquida dividida pelos Dividendos Recebidos menor ou igual a 3,5.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, para debêntures emitidas pela CPFL Renováveis e suas subsidiárias

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 4,0.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,75.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a um índice que varia entre 3,0 e 3,75.
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

Em 19 de junho de 2018, a CPFL Renováveis obteve dos debenturistas a anuência para a exclusão da obrigação de cumprimento dos Índice de Cobertura de Serviço da Dívida e Índice de Cobertura de Serviço da Dívida da Operação referentes à 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis.

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2018, exceto pelo mencionado acima acerca da controlada indireta CPFL Renováveis, para a qual a controlada obteve as devidas aprovações das instituições financeiras.

(18) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

As controladas mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados com as seguintes características:

18.1 Características

CPFL Paulista

Atualmente vigora, para os funcionários da controlada CPFL Paulista através da FUNCESP um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- (i) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- (ii) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:
 - Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

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

CPFL Piratininga

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

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

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

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

RGE Sul (RGE)

A controlada RGE mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus colaboradores e ex-colaboradores, administrado pela Fundação CEEE de Previdência Privada, sendo:

- (i) “Plano 1” (Plano Único RGE): 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 12.6.1; e
- (ii) “Plano 2” (Plano Único RGE Sul): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da controlada 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 RGE a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

CPFL Santa Cruz

Com o evento do agrupamento de controladas descrito na nota explicativa 12.5.2, o plano oficial da empresa passou a ser o CMSPREV, administrado pela IHPREV Fundo de Pensão. Aos empregados que possuíam o plano de benefícios administrado pelo BB Previdência - Fundo de Pensão do Banco do Brasil, manteve-se o mesmo plano.

CPFL Geração

Os funcionários da controlada CPFL Geração participam do mesmo plano da CPFL Paulista. Para os gestores, há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

18.2 Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2018					
	CPFL Paulista	CPFL		RGE Sul (RGE)		Total
		Piratiniga	Geração	Plano 1 (*)	Plano 2	
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	5.123.238	1.416.391	119.964	382.993	553.493	7.596.079
Valor justo dos ativos do plano	(4.215.431)	(1.205.647)	(98.836)	(413.043)	(463.571)	(6.396.529)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	907.807	210.744	21.128	(30.050)	89.922	1.199.550
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (<i>asset ceiling</i>)	-	-	-	30.050	-	30.050
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	907.807	210.744	21.128	-	89.922	1.229.600

	31/12/2017					
	CPFL Paulista	CPFL		RGE Sul (RGE)		Total
		Piratiniga	Geração	Plano 1 (*)	Plano 2	
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	4.615.061	1.247.462	110.801	365.924	524.293	6.863.541
Valor justo dos ativos do plano	(3.925.061)	(1.105.738)	(94.378)	(387.322)	(446.670)	(5.959.170)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	690.000	141.724	16.424	(21.399)	77.623	904.369
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (<i>asset ceiling</i>)	-	-	-	21.399	-	21.399
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	690.000	141.724	16.424	-	77.623	925.768

(*) O Plano 1 esteve registrado na extinta RGE até o agrupamento das distribuidoras à data-base de 31 de outubro de 2018, conforme mencionado na nota 12.6.1.

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

	31/12/2016					
	CPFL Paulista	CPFL		RGE Sul (RGE)		Total
		Piratiniga	Geração	Plano 1 (*)	Plano 2	
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2016	4.524.008	1.202.596	108.486	352.879	480.081	6.668.050
Custo do serviço corrente bruto	707	3.153	73	270	2.153	6.356
Juros sobre obrigação atuarial	476.613	127.561	11.431	37.395	50.927	703.927
Contribuições de participantes vertidas no exercício	37	2.044	-	302	990	3.373
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	225	328	14	326	16.490	17.383
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(6.993)	(3.586)	(372)	(45)	8.153	(2.843)
Benefícios pagos no exercício	(379.536)	(84.634)	(8.831)	(25.203)	(34.501)	(532.705)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2017	4.615.061	1.247.462	110.801	365.924	524.293	6.863.541
Custo do serviço corrente bruto	835	4.365	78	175	2.790	8.243
Juros sobre obrigação atuarial	421.083	114.628	10.109	33.552	48.218	627.590
Contribuições de participantes vertidas no exercício	24	2.078	-	395	842	3.339
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	-	-	-	345	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	135.540	8.409	8.921	12.774	650.786
Benefícios pagos no exercício	(398.907)	(87.682)	(9.433)	(25.974)	(35.769)	(557.765)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2018	5.123.238	1.416.391	119.964	382.993	553.493	7.596.079

	31/12/2016					
	CPFL Paulista	CPFL		RGE Sul (RGE)		Total
		Piratiniga	Geração	Plano 1 (*)	Plano 2	
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2016	(3.723.563)	(1.062.638)	(89.533)	(347.906)	(405.251)	(5.628.892)
Rendimento esperado no exercício	(392.819)	(113.470)	(9.437)	(37.412)	(43.258)	(596.396)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(37)	(2.044)	-	(302)	(990)	(3.373)
Contribuições de patrocinadoras	(50.308)	(17.296)	(753)	(7.296)	(6.169)	(81.822)
Perda (ganho) atuarial: Retorno sobre os ativos do plano	(137.870)	5.076	(3.486)	(19.610)	(25.503)	(181.393)
Benefícios pagos no exercício	379.536	84.634	8.831	25.203	34.501	532.705
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2017	(3.925.061)	(1.105.738)	(94.378)	(387.322)	(446.670)	(5.959.170)
Rendimento esperado no exercício	(359.588)	(102.621)	(8.634)	(35.950)	(41.166)	(547.959)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(24)	(2.078)	-	(395)	(842)	(3.339)
Contribuições de patrocinadoras	(65.096)	(25.460)	(1.027)	(7.643)	(6.712)	(105.938)
Perda (ganho) atuarial: Retorno sobre os ativos do plano	(264.569)	(57.432)	(4.230)	(7.707)	(3.950)	(337.888)
Benefícios pagos no exercício	398.907	87.682	9.433	25.974	35.769	557.765
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2018	(4.215.431)	(1.205.647)	(98.836)	(413.043)	(463.571)	(6.396.529)

(*) O Plano 1 esteve registrado na extinta RGE até o agrupamento das distribuidoras à data-base de 31 de outubro de 2018, conforme mencionado na nota 12.6.1.

18.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE Sul (RGE)		Total
				Plano 1 (*)	Plano 2	
Passivo atuarial líquido em 31/12/2017	690.000	141.724	16.424	-	77.623	925.770
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	62.330	16.372	1.553	(188)	9.842	89.909
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(65.096)	(25.460)	(1.027)	(7.643)	(6.712)	(105.938)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	-	-	345	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	135.540	8.409	8.921	12.774	650.786
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(264.569)	(57.432)	(4.230)	(7.707)	(3.950)	(337.888)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	6.617	-	6.617
Passivo atuarial líquido em 31/12/2018	907.807	210.744	21.129	-	89.922	1.229.600
Outras contribuições						13.662
Total passivo						1.243.263
Circulante						86.623
Não Circulante						1.156.639

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul (RGE)	Total
				Plano 1	Plano 2	
Passivo atuarial líquido em 31/12/2016	800.445	139.958	18.954	4.972	74.830	1.039.158
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	84.501	17.244	2.067	253	9.822	113.887
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(50.308)	(17.296)	(753)	(7.296)	(6.169)	(81.822)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	225	328	14	326	16.490	17.383
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(6.993)	(3.586)	(372)	(45)	8.153	(2.843)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(137.870)	5.076	(3.486)	(19.610)	(25.503)	(181.393)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	21.399	-	21.399
Passivo atuarial líquido em 31/12/2017	690.000	141.724	16.424	-	77.623	925.768
Outras contribuições						15.391
Total passivo						941.160
Circulante						60.801
Não circulante						880.360

(*) O Plano 1 esteve registrado na extinta RGE até o agrupamento das distribuidoras à data-base de 31 de outubro de 2018, conforme mencionado na nota 12.6.1.

18.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2019 estão apresentadas a seguir:

	2019
CPFL Paulista	122.135
CPFL Piratininga	39.924
CPFL Geração	2.525
RGE Sul (RGE) - Plano 1	7.711
RGE Sul (RGE) - Plano 2	6.731
Total	179.026

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

	2019	2020	2021	2022	2023 a 2028	Total
CPFL Paulista	410.624	423.081	434.881	446.071	2.869.682	4.584.339
CPFL Piratininga	93.740	97.514	102.140	106.107	731.143	1.130.644
CPFL Geração	9.638	9.966	10.202	10.423	66.555	106.784
RGE Sul (RGE) - Plano 1	27.450	28.595	29.541	30.583	206.698	322.867
RGE Sul (RGE) - Plano 2	36.279	37.900	39.473	41.197	281.811	436.660
Total	577.731	597.056	616.237	634.381	4.155.889	6.581.294

Em 31 de dezembro de 2018, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 9,3 anos para a CPFL Paulista, 11,2 anos para a CPFL Piratininga, 9,5 anos para a CPFL Geração, 10,1 anos para o Plano 1 da RGE e 11,2 anos para o Plano 2 da RGE.

18.5 Receitas e despesas com entidade de previdência privada

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

2019 estimadas						
CPFL Paulista	CPFL		RGE Sul (RGE)		Total	
	Piratinga	Geração	Plano 1	Plano 2		
Custo do serviço	925	5.447	84	185	2.352	8.993
Juros sobre obrigações atuariais	449.173	125.059	10.507	34.342	48.796	667.877
Rendimento esperado dos ativos do plano	(372.121)	(107.795)	(8.699)	(37.500)	(40.947)	(567.062)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	-	-	-	2.795	-	2.795
Total da despesa (receita)	77.977	22.711	1.892	(178)	10.201	112.603

2018 realizadas						
CPFL Paulista	CPFL		RGE Sul (RGE)		Total	
	Piratinga	Geração	Plano 1 (*)	Plano 2		
Custo do serviço	835	4.365	78	175	2.790	8.243
Juros sobre obrigações atuariais	421.083	114.628	10.109	33.552	48.218	627.590
Rendimento esperado dos ativos do plano	(359.588)	(102.621)	(8.634)	(35.950)	(41.166)	(547.959)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	-	-	-	2.035	-	2.035
Total da despesa (receita)	62.330	16.372	1.553	(188)	9.842	89.909

2017 realizadas							
CPFL Paulista	CPFL		RGE		RGE Sul (RGE)		Total
	Piratinga	Geração	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	
Custo do serviço	707	3.153	73	270	2.153	6.356	
Juros sobre obrigações atuariais	476.613	127.561	11.431	37.395	50.927	703.927	
Rendimento esperado dos ativos do plano	(392.819)	(113.470)	(9.437)	(37.412)	(43.258)	(596.396)	
Total da despesa (receita)	84.501	17.244	2.067	253	9.822	113.887	

(*) O Plano 1 esteve registrado na extinta RGE até o agrupamento das distribuidoras à data-base de 31 de outubro de 2018, conforme mencionado na nota 12.6.1.

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

	CPFL Paulista, CPFL Geração e CPFL Piratinga		Plano 1		Plano 2	
	Piratinga		RGE		RGE Sul (RGE)	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,10% a.a.	9,51% a.a.	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:	9,10% a.a.	9,51% a.a.	9,30% a.a.	9,51% a.a.	9,10% a.a.	9,51% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,56% a.a.(*)	6,08% a.a.(*)	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.	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.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)	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 fraca	Light fraca	Light média	Light média	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012	ExpR_2012	Nula	Nula	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	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

(*) O Índice estimado de aumento nominal dos salários para a CPFL Piratinga foi de 6,39% em 31 de dezembro de 2018 e 2017.

18.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão do Grupo CPFL, em 31 de dezembro de 2018 e 2017, administrados pela FUNCESP e 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 pelos planos é como segue:

	Ativos administrados pela FUNCESP				Ativos administrados pela Fundação CEEE			
	CPFL Paulista e CPFL Geração		CPFL Piratininga		RGE Sul (RGE)			
					Plano 1		Plano 2	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Renda fixa	77%	77%	81%	80%	78%	79%	77%	78%
Títulos públicos federais	55%	53%	53%	49%	68%	64%	67%	65%
Títulos privados (instituições financeiras)	3%	4%	5%	7%	5%	9%	5%	8%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%	4%	2%	2%	2%	2%	1%
Outros investimentos de renda fixa	15%	17%	18%	22%	-	-	-	-
Renda variável	15%	15%	14%	14%	18%	18%	18%	18%
Fundos de investimento em ações	15%	15%	13%	14%	18%	18%	18%	18%
Investimentos estruturados	2%	3%	2%	3%	1%	1%	1%	1%
Fundos de participação	-	-	-	-	-	1%	1%	1%
Fundos imobiliários	-	-	-	-	1%	1%	1%	1%
Fundos de investimento multimercado	2%	3%	2%	3%	-	-	-	-
Cotados em mercado ativo	94%	94%	97%	97%	96%	98%	96%	97%
Imóveis	3%	3%	2%	2%	2%	1%	2%	1%
Operações com participantes	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Outros ativos	1%	1%	-	-	-	-	-	-
Não cotados em mercado ativo	6%	6%	3%	3%	4%	2%	4%	3%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia e suas controladas entre os ativos dos planos.

	Meta para 2019			
	FUNCESP		Fundação CEEE	
	RGE Sul (RGE)			
	CPFL Paulista e CPFL Geração	CPFL Piratininga	Plano 1	Plano 2
Renda Fixa	70,9%	72,8%	78,0%	77,0%
Renda variável	9,6%	8,9%	16,0%	16,0%
Imóveis	4,6%	2,3%	3,0%	3,0%
Empréstimos e financiamentos	2,1%	2,9%	2,0%	3,0%
Investimentos estruturados	5,8%	6,0%	1,0%	1,0%
Investimentos no exterior	7,0%	7,2%	-	-
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2019 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da FUNCESP e 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 Funcesp e 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 pelas Fundações.

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 dos planos previdenciários para horizontes de curto e longo prazos, bem como auxiliam na análise da liquidez dos mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas

das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios.

18.7 Análise de sensibilidade

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

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33 / IAS 19.

Abaixo temos demonstrados os efeitos no valor presente das obrigações atuariais caso a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta) e caso a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano:

	Aumento (redução)	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE Sul (RGE)		Total
					Plano 1	Plano 2	
Taxa de desconto nominal*	-0,25 p.p.	120.829	40.114	2.889	9.833	15.681	189.347
	+0,25 p.p.	(115.987)	(38.248)	(2.768)	(9.411)	(14.945)	(181.359)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano	(119.802)	(26.753)	(2.718)	(5.313)	(10.617)	(165.202)
	-1 ano	118.129	26.122	2.684	5.257	10.359	162.551

* A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,3% para o Plano 1 e de 9,1% a.a. para os demais planos. 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 8,85% e 9,35% a.a. para os demais planos.

** A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de AT-2000(-10) para os planos da FUNCESP e BREMS sb v.2015 para os planos da Fundação CEEE. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

18.8 Risco de investimento

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

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

A FUNCESP e a Fundação CEEE utilizam, 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*.

As Políticas de Investimentos da FUNCESP e da Fundação CEEE determinam 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.

(19) TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
Compens. financ. pela utilização de rec. hídricos	1.701	1.256
Reserva global de reversão - RGR	17.288	17.545
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	5.470	2.061
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	-	262.213
Bandeiras tarifárias e outros	126.196	298.525
Total	150.656	581.600

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (nota 25.4).

Conta de desenvolvimento energético – CDE – O saldo de 2017 refere-se à (i) quota anual de CDE no montante de R\$ 138.135; (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 47.429 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\$ 76.649. Em 2018, as controladas efetuaram o pagamento antecipado das quotas de CDE referente ao saldo de dezembro de 2018 e também efetuaram o encontro de contas do montante a pagar e o contas a receber – CDE (nota 11) no montante de R\$ 2.875.

(20) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
<u>Circulante</u>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	73.058	59.026
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	27.392	22.430
Imposto de renda e contribuição social a recolher	100.450	81.457
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	430.149	403.492
Programa de integração social - PIS	30.760	32.486
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	152.945	141.757
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	7.909	-
Outros	43.225	51.111
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	664.989	628.846
Total Circulante	765.438	710.303
<u>Não circulante</u>		
ICMS a pagar	772	-
Programa de integração social - PIS	-	18.839
PIS/COFINS parcelamento	8.919	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	9.691	18.839
Total Não circulante	9.691	18.839

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

	Consolidado			
	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	219.314	103.760	224.258	122.194
Cíveis	281.304	99.604	291.388	97.100
Fiscais				
FINSOCIAL	39.727	99.146	33.473	95.903
Imposto de renda	154.717	401.381	150.020	382.884
Outras	195.379	150.472	163.798	140.289
	389.823	650.999	347.291	619.077
Outros	88.920	12	98.196	1.620
Total	979.360	854.374	961.134	839.990

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

Consolidado						
	Saldo em 31/12/2017	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2018
Trabalhistas	224.258	85.081	(42.869)	(79.369)	32.212	219.314
Cíveis	291.388	122.626	(51.944)	(111.404)	30.638	281.304
Fiscais	347.291	53.407	(31.414)	(8.078)	28.617	389.823
Outros	98.196	23.753	(20.562)	(17.022)	4.551	88.920
Total	961.134	284.867	(146.789)	(215.873)	96.018	979.360

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

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

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

b. **Cíveis**

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

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

c. **Fiscais**

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

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

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

Os assessores legais externos e a Administração classificam como (i) provável a chance de perda em relação ao valor depositado referente à alíquota de 0,5%, cujo montante em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 39.727 e (ii) possível a chance de perda em relação ao valor referente à majoração das alíquotas no montante de R\$ 59.419.

Imposto de renda - Na controlada CPFL Piratininga, a provisão de R\$ 151.811 (R\$ 147.100 em 31 de dezembro de 2017) refere-se à ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.

Fiscais outras - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrente da operação dos negócios das controladas, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS, SAT e Pis e Cofins. Com relação ao Pis e Cofins, as controladas ajuizaram 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, algumas empresas do Grupo 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\$ 157.520.

d. **Outros:** A rubrica de outros são principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis:

O Grupo 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:

	Consolidado		Principais causas:
	31/12/2018	31/12/2017	
Trabalhistas	786.901	686.538	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	1.630.630	1.178.671	Danos pessoais, impactos ambientais e majoração tarifária
Fiscais	6.199.589	5.100.151	ICMS, FINSOCIAL, PIS, COFINS, CSLL e Imposto de Renda
Regulatório	139.593	140.695	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeiro
Total	8.756.713	7.106.055	

(a) Fiscais:

- (i) há uma discussão referente à dedutibilidade para imposto de renda da despesa reconhecida em 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP no montante estimado de R\$ 1.226.965, com um depósito judicial vinculado no valor de R\$ 206.874 e garantias financeiras (carta de fiança e seguro garantia);
- (ii) em 2016 a controlada CPFL Renováveis recebeu auto de infração no montante de R\$ 327.547 referente cobrança de Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF sobre remuneração do ganho de capital incorrido aos residentes e/ou domiciliados no exterior, decorrente da transação de venda da Jantus SL, ocorrida em dezembro de 2011, o qual a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou que as chances de êxito são possíveis;
- (iii) em 2016 a controlada CPFL Geração recebeu um auto de infração no montante total atualizado de R\$ 414.470 relativo à cobrança de IRPJ e CSLL relativo ao anos-calendário 2011, apurado sobre suposto ganho de capital identificado na aquisição da ERSÁ Energias Renováveis S.A. e de apropriação de diferenças da reavaliação a valor justo da SMITA Empreendimentos e Participações S.A., empresa adquirida de forma reversa, os quais a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou que as chances de êxito são possíveis.

(b) Trabalhistas:

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 do Grupo 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 do Grupo, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

(22) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Consumidores e concessionárias	93.612	93.068	47.831	44.473
Programa de eficiência energética - PEE	183.225	186.621	120.563	110.931
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	110.495	103.308	72.941	68.780
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	38.052	15.612	-	-
Fundo de reversão	1.712	-	14.327	17.750
Adiantamentos	197.470	300.214	48.724	22.255
Descontos tarifários - CDE	96.819	25.040	-	-
Provisão para gastos ambientais	22.709	16.360	110.261	107.814
Folha de pagamento	15.674	20.747	-	-
Participação nos lucros	95.502	80.518	20.575	16.273
Convênios de arrecadação	85.018	72.483	-	-
Garantias	-	-	5.515	5.959
Aquisição de negócios	7.598	6.927	-	-
Outros	31.410	40.408	34.659	32.654
Total	979.296	961.306	475.396	426.889

(*) 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 principalmente a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

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

Adiantamentos: refere-se substancialmente a adiantamento de clientes relativo ao faturamento antecipado pela controlada CPFL Renováveis, sem que tenha havido ainda o fornecimento de energia ou serviço.

Provisão para custos socioambientais e desmobilização de ativos: Referem-se principalmente a provisões constituídas pela controlada indireta CPFL Renováveis, relacionadas a licenças socioambientais decorrentes de eventos já ocorridos e obrigações de retirada de ativos decorrentes de exigências contratuais e legais relacionadas a arrendamento de terrenos onde estão localizados os empreendimentos eólicos. Tais custos são provisionados em contrapartida ao ativo imobilizado e serão depreciados ao longo da vida útil remanescente do ativo.

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

Participação nos lucros: Refere-se principalmente a:

- (i) Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, o Grupo implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos;

- (ii) Programa de Incentivo a Longo Prazo: refere-se ao Plano de Incentivo de Longo Prazo para Executivos do Grupo, aprovado pelo Conselho de Administração, que consiste em um incentivo em recursos financeiros baseado em múltiplos salariais e que tem como orientadores os resultados da empresa e a performance média da Companhia nos três exercícios sociais seguintes a cada concessão.

(23) 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	Participação %	Ordinárias	Participação %
State Grid Brazil Power Participações S.A.	730.435.698	71,76%	730.435.698	71,76%
ESC Energia S.A.	234.086.204	23,00%	234.086.204	23,00%
Membros da Diretoria Executiva	189	0,00%	189	0,00%
Demais acionistas	53.392.655	5,25%	53.392.655	5,25%
Total	1.017.914.746	100,00%	1.017.914.746	100,00%

23.1 Alteração de composição acionária e Oferta Pública de Ações (“OPA”)

Em janeiro de 2017, foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações SA. (“State Grid Brazil”), a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrosbras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e certas outras partes. Após a finalização da transação, a State Grid Brazil se tornou o único controlador da CPFL Energia, com 54,64% do capital votante e total da Companhia.

Em novembro de 2017, respectivamente foi efetuado com sucesso o leilão da OPA no sistema de negociação da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“Leilão”). Como resultado do leilão, a State Grid Brazil adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.408. A State Grid Brazil passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A., 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

De acordo com a regulamentação da B3 S.A. - Brasil Bolsa Balcão, depois de incorrido no período de 18 meses a partir de 30 de novembro de 2017, é necessário que a Companhia tome uma decisão de restabelecer a flutuação mínima exigida ou desista de suas ações do mercado de ações público. A Companhia e seus acionistas estão avaliando suas opções considerando os requisitos acima mencionados.

23.2 Reserva de capital

Refere-se basicamente ao (i) registro decorrente da combinação de negócios da CPFL Renováveis, no montante de R\$ 228.322 ocorrido em 2011; (ii) efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis em 2013, no montante de R\$ 59.308, como consequência da redução na participação societária indireta na CPFL Renováveis; (iii) efeito da associação entre CPFL Renováveis e DESA, no montante de R\$ 180.297 em 2014 e (iv) outras movimentações sem alteração no controle de R\$ 1.243. De acordo com o ICPC 09 (R2) e IFRS 10 / CPC 36, estes efeitos foram reconhecidos como transações entre acionistas e contabilizado diretamente no Patrimônio Líquido.

23.3 Reserva de lucros

O saldo da reserva de lucros em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 4.428.503, que compreende: i) Reserva Legal de R\$ 900.992; e ii) Reserva de reforço de capital de giro R\$ 3.527.511.

23.4 Resultado abrangente acumulado

O resultado abrangente acumulado é composto por:

- (i) Custo atribuído: Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras, no montante de R\$ 380.721;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 809.126 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o IAS 19 / CPC 33 (R2);
- (iii) Efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários, de acordo com o IFRS 9 / CPC 48 (saldo credor de R\$ 52.109).

23.5 Dividendo

Na AGE de 27 de abril de 2018 foi aprovada a declaração de dividendo referente ao exercício de 2017 de R\$ 280.191.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2018, o montante de R\$ 488.785 de dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,480182232.

Em 2018, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 279.101 referente ao dividendo de 2018.

23.6 Extinção da reserva estatutária do ativo financeiro da concessão

Na AGE de 27 de abril de 2018 foi aprovada a extinção da reserva estatutária de ativo financeiro da concessão e a transferência do respectivo saldo de R\$ 826.600 para a conta de Lucros Acumulados.

23.7 Destinação do lucro líquido do exercício

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

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

	<u>2018</u>
Lucro líquido do exercício - controladora	2.058.040
Realização do resultado abrangente	25.117
Ajuste de exercícios anteriores - Adoção do IFRS 9/CPC 48	(82.607)
Reversão de Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	826.600
Lucro líquido base para destinação	2.827.151
Reserva legal	(102.902)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(2.235.465)
Dividendos mínimos obrigatórios	(488.785)
Dividendo adicional proposto	-

Para este exercício, considerando o atual cenário com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 2.235.465 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

(24) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foi baseado no lucro líquido do exercício atribuível aos acionistas controladores e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados. Especificamente para o cálculo do lucro por ação diluído, consideram-se os efeitos dilutivos de instrumentos conversíveis em ações, conforme demonstrado:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	2.058.040	1.179.750
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.017.914.746	1.017.914.746
Lucro por ação - básico	2,02	1,16
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	2.058.040	1.179.750
Efeito dilutivo de debêntures conversíveis da controlada CPFL Renováveis (*)	(7.525)	(11.966)
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	<u>2.050.515</u>	<u>1.167.784</u>
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.017.914.746	1.017.914.746
Lucro por ação - diluído	2,01	1,15

(*) O efeito dilutivo do numerador no cálculo de lucro por ação diluído considera os efeitos dilutivos das debêntures conversíveis em ações emitidas por subsidiárias da controlada indireta CPFL Renováveis. Os efeitos foram calculados considerando a premissa de que tais debêntures seriam convertidas em ações ordinárias das controladas no início do exercício.

(25) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	8.544.035	8.330.237	19.618	19.122	13.549.879	11.663.084
Industrial	58.241	59.825	13.834	14.661	5.188.778	5.095.840
Comercial	532.592	545.095	10.211	10.220	6.038.086	5.498.867
Rural	361.908	359.106	3.583	3.762	1.334.868	1.173.569
Poderes públicos	60.685	60.639	1.459	1.456	879.910	787.967
Iluminação pública	11.659	11.230	2.003	1.964	767.246	654.950
Serviço público	10.194	9.790	2.348	2.157	1.150.227	978.286
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	-	(65.991)
Fornecimento faturado	9.579.314	9.375.922	53.057	53.342	28.908.995	25.786.572
Consumo próprio	-	-	34	34	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	112.441	(89.575)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(11.095.762)	(9.273.840)
Fornecimento de energia elétrica	9.579.314	9.375.922	53.091	53.376	17.925.674	16.423.157
Furnas Centrais Elétricas S.A.			2.875	3.026	544.342	565.592
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			17.757	16.337	3.825.201	3.240.571
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(96.717)	(56.528)
Energia elétrica de curto prazo			3.828	8.194	1.082.945	2.340.463
Suprimento de energia elétrica			24.459	27.557	5.355.771	6.090.098
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					11.192.479	9.330.368
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					2.650.565	2.137.566
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(57.630)	-
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					-	(21.861)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					1.772.222	2.073.423
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					1.207.917	1.900.837
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					345.015	204.443
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					1.536.366	1.419.128
Outras receitas e rendas					697.878	496.340
Outras receitas operacionais					19.344.812	17.540.244
Total da receita operacional bruta					42.626.257	40.053.498
Deduções da receita operacional						
ICMS					(6.188.323)	(5.455.718)
PIS					(659.352)	(603.050)
COFINS					(3.037.164)	(2.777.626)
ISS					(16.871)	(15.929)
Reserva global de reversão - RGR					(247)	(2.952)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(4.016.362)	(3.185.693)
Programa de P & D e eficiência energética					(207.653)	(191.997)
PROINFA					(151.718)	(166.743)
Bandeiras tarifárias e outros					(178.536)	(878.460)
Outros					(33.404)	(30.425)
					(14.489.630)	(13.308.593)
Receita operacional líquida					28.136.627	26.744.905

25.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

Conforme previsto no Submódulo 2.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, aprovado por meio da REN nº 457/2011 e no Despacho nº 245/2016, desde o 4º ciclo de revisão tarifária periódica das controladas de distribuição, as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos foram apropriadas como passivo setorial. Desde maio de 2015 para a controlada CPFL Piratininga, de setembro de 2015 para a controlada Companhia Jaguari de Energia (“CPFL Santa Cruz”), novembro de 2017 para as controladas CPFL Paulista e RGE Sul e janeiro de 2018 para a controlada RGE. Os valores contabilizados serão amortizados a partir do 5º ciclo, quando serão descontados da Parcela B (parcela de custos gerenciáveis das tarifas), exceto para a controlada Companhia Jaguari de Energia (“CPFL Santa Cruz”), cuja amortização foi iniciada no Reajuste Tarifário Anual – RTA de março de 2017 devido à renovação de sua concessão em 2015.

25.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)

Distribuidora	Mês	2018		2017	
		RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	12,68%	16,90%	-0,80%	-10,50%
CPFL Piratininga	Outubro	20,01%	19,25%	7,69%	17,28%
RGE	Junho	21,27%	20,58%	3,57%	5,00%
RGE Sul	Abril	18,45%	22,47%	-0,20%	-6,43%
CPFL Santa Cruz	Março	(b)	(b)	-1,28%	-10,37%
CPFL Leste Paulista	Março	(b)	(b)	0,76%	-3,28%
CPFL Jaguari de Energia (CPFL Santa Cruz)	Março	5,71%	(b)	2,05%	-8,42%
CPFL Sul Paulista	Março	(b)	(b)	1,64%	-4,15%
CPFL Mococa	Março	(b)	(b)	1,65%	-2,56%

- (a) Representa o efeito médio percebido pelo consumidor, em decorrência da retirada da base tarifária de componentes financeiros que haviam sido adicionados no reajuste tarifário anterior.
- (b) Conforme nota 12.5.2, em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado por AGE o agrupamento das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa. De acordo com a Resolução Normativa nº 716, de 3 de maio de 2016, até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada, que se dará em março de 2021, a ANEEL poderá aplicar procedimento que parcele ao longo do tempo a variação das tarifas das antigas concessões e a tarifa unificada. Tal decisão quanto à transição tarifária se deu no reajuste tarifário de março de 2018.

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

	Jaguari	Mococa	Leste Paulista	Sul Paulista	Santa Cruz
Efeito médio percebido pelo consumidor	21,15%	3,40%	7,03%	7,50%	5,32%

25.3 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\$ 1.536.366 (R\$ 1.419.128 em 2017), sendo R\$ 78.081 referentes à subvenção baixa renda (R\$ 96.882 em 2017), (ii) R\$ 1.354.845 referentes a outros descontos tarifários (R\$ 1.226.777 em 2017) e (iii) R\$ 103.440 referentes a descontos tarifários – liminares e subvenção CCRBT (R\$ 95.469 em 2017). 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 22).

25.4 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\$ 1.205.247. Deste montante, R\$ 297.340 referente a novembro e dezembro de 2017 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 907.907 referente à homologação 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\$ 126.185, referente a bandeira tarifária faturada de novembro e dezembro de 2018 não foi homologado e está registrado em taxas regulamentares (nota 19).

25.5 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.

(26) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2018	2017	2018	2017
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	11.117	11.779	2.668.346	2.350.858
PROINFA	1.111	1.142	330.638	293.161
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	61.461	65.053	13.969.953	14.536.257
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(1.502.673)	(1.562.779)
Subtotal	73.689	77.974	15.466.265	15.617.498
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			2.114.720	1.541.629
Encargos de transporte de itaipu			266.153	159.896
Encargos de conexão			162.852	122.536
Encargos de uso do sistema de distribuição			48.811	39.451
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			(106.002)	(452.978)
Encargos de energia de reserva - EER			134.824	(303)
Crédito de PIS e COFINS			(249.458)	(126.213)
Subtotal			2.371.901	1.284.020
Total			17.838.165	16.901.518

(*) Conta de energia de reserva

(27) CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado											
	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Despesas Operacionais				Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Pessoal	901.333	802.150	-	2	172.700	170.859	340.442	324.147	-	-	1.414.475	1.377.158
Entidade de previdência privada	89.909	113.887	-	-	-	-	-	-	-	-	89.909	113.887
Material	228.001	222.650	888	1.061	9.089	2.444	20.100	23.818	-	-	258.078	249.973
Serviços de terceiros	210.234	251.549	2.294	1.856	166.693	186.525	312.533	287.221	-	-	691.754	727.151
Depreciação e amortização	1.237.627	1.143.795	-	-	4.260	5.403	65.319	93.639	-	-	1.307.206	1.242.837
Custos com construção da infraestrutura	-	-	1.772.162	2.071.698	-	-	-	-	-	-	1.772.162	2.071.698
Outros	66.650	157.113	(6)	(7)	255.442	225.000	248.897	218.247	485.427	438.494	1.056.410	1.038.847
Taxa de arrecadação	-	11.710	-	-	87.432	88.757	-	-	-	-	87.432	80.467
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	169.259	155.097	-	-	-	-	169.259	155.097
Arrendamentos e alugueis	43.898	52.734	-	-	-	(148)	22.898	19.740	-	-	66.796	72.326
Publicidade e propaganda	21	202	-	-	15	1	19.155	17.412	-	-	19.191	17.615
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	186.686	188.355	-	-	186.686	188.355
Doações, contribuições e subvenções	2.053	88	-	-	-	2	5.108	3.924	-	-	7.161	4.014
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização de intangível de concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	210.840	132.195	210.840	132.195
Amortização de prêmio pago - GSF	13.413	9.594	-	-	-	-	-	-	286.858	286.215	286.858	286.215
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	11.140	8.656	-	-	-	-	-	-	-	-	11.140	8.656
Provisão para redução ao valor recuperável	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.437	-	20.437
Outros	(3.875)	74.130	(6)	(7)	(1.264)	1.291	15.049	(11.184)	(12.271)	(353)	(2.367)	53.877
Total	2.733.754	2.771.145	1.775.339	2.074.611	608.184	590.232	987.291	947.072	485.427	438.494	6.589.995	6.521.554

(28) RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado	
	2018	2017
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	222.773	457.255
Acréscimos e multas moratórias	276.350	265.455
Atualização de créditos fiscais	14.819	19.623
Atualização de depósitos judiciais	37.322	49.502
Atualizações monetárias e cambiais	70.201	60.999
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	33.779	16.386
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	80.240	-
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(46.217)	(48.322)
PIS e COFINS sobre JCP	(39.355)	(27.798)
Outros	112.503	87.214
Total	762.413	880.314
Despesas		
Encargos de dívidas	(1.328.693)	(1.661.060)
Atualizações monetárias e cambiais	(368.141)	(540.053)
(-) Juros capitalizados	28.606	50.543
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	-	(82.333)
Uso do Bem Público - UBP	(17.759)	(8.048)
Outros	(179.114)	(126.917)
Total	(1.865.100)	(2.367.868)
Resultado financeiro	(1.102.687)	(1.487.554)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,27% a.a. durante o exercício de 2018 (8,54% a.a. em 2017) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 617.545 em 2018 (perdas de R\$ 235.852 em 2017) (nota 33).

(29) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

A segregação dos segmentos operacionais do Grupo é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, geração (fontes convencionais e renováveis), comercialização de energia elétrica e serviços prestados.

Os resultados, ativos e passivos por segmento incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento e também aqueles que possam ser alocados razoavelmente, quando aplicável. Os preços praticados entre os segmentos são determinados com base em transações similares de mercado. A nota explicativa 1 apresenta as subsidiárias de acordo com a sua respectiva área de atuação e contém mais informações sobre cada controlada e seu respectivo ramo de negócio e segmentos.

A partir de 2018, em função da forma como a nova Administração do Grupo monitora os resultados dos segmentos, o intangível adquirido em combinação de negócios que era anteriormente alocado aos respectivos segmentos passou a ser apresentado na própria controladora em que é registrado, no segmento "Outros". De forma a manter a comparabilidade, as informações de 2017 estão sendo apresentadas no mesmo critério.

Estão apresentadas a seguir as informações segregadas por segmento de acordo com os critérios estabelecidos pelos executivos do Grupo:

2018	Distribuição	Geração	Renováveis	Comercialização	Serviços	Subtotal	Outros (*)	Eliminações	Total
		(Fontes convencionais)	(Fontes renováveis)						
Receita operacional líquida	22.457.079	661.831	1.468.254	3.491.300	58.163	28.136.627	-	-	28.136.627
(-) Vendas entre segmentos	10.238	482.548	488.065	5.152	474.646	1.440.650	-	(1.440.650)	-
Custo com energia elétrica	(15.022.304)	(102.421)	(320.346)	(3.352.745)	-	(18.797.816)	-	959.650	(17.838.165)
Custos e despesas operacionais	(4.440.783)	(104.606)	(407.211)	(47.287)	(437.709)	(5.437.597)	(39.333)	481.000	(4.995.931)
Depreciação e amortização	(766.796)	(116.372)	(623.106)	(2.346)	(22.521)	(1.531.143)	(209)	-	(1.531.351)
Resultado do serviço	2.237.434	820.979	585.655	94.074	72.579	3.810.721	(39.542)	-	3.771.179
Resultado de participações societárias	-	334.198	-	-	-	334.198	-	-	334.198
Receita financeira	574.685	75.844	131.694	46.102	5.782	834.107	(22.092)	(49.602)	762.413
Despesa financeira	(884.583)	(324.121)	(635.820)	(59.128)	(5.908)	(1.909.559)	(5.143)	49.602	(1.865.100)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.927.537	906.899	81.530	81.049	72.453	3.069.467	(66.778)	-	3.002.690
Imposto de renda e contribuição social	(495.120)	(137.089)	37.276	(27.945)	(29.529)	(652.408)	(121.575)	-	(773.982)
Lucro (prejuízo) líquido	1.432.416	769.810	118.805	53.104	42.924	2.417.060	(188.352)	-	2.228.707
Total do ativo	24.124.896	4.327.070	12.175.855	933.121	476.476	42.037.419	1.643.260	(1.469.148)	42.211.530
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.769.569	11.517	225.202	2.926	52.855	2.062.069	353	-	2.062.422

2017	Distribuição	Geração	Renováveis	Comercialização	Serviços	Subtotal	Outros (*)	Eliminações	Total
		(Fontes convencionais)	(Fontes renováveis)						
Receita operacional líquida	21.068.435	741.842	1.489.932	3.402.804	40.611	26.743.625	1.281	-	26.744.905
(-) Vendas entre sociedades parceiras	8.182	448.427	469.152	11.297	444.935	1.381.993	-	(1.381.993)	-
Custo com energia elétrica	(14.146.739)	(147.380)	(348.029)	(3.196.028)	-	(17.838.176)	-	936.658	(16.901.518)
Custos e despesas operacionais	(4.695.445)	(156.345)	(389.443)	(47.296)	(398.188)	(5.686.717)	(51.121)	445.336	(5.292.502)
Depreciação e amortização	(703.601)	(120.554)	(617.017)	(3.054)	(19.760)	(1.463.986)	(65.066)	-	(1.529.052)
Resultado do serviço	1.530.833	765.990	604.596	167.724	67.598	3.136.740	(114.906)	-	3.021.834
Resultado de participações societárias	-	312.390	-	-	-	312.390	-	-	312.390
Receita financeira	597.203	108.433	137.765	25.895	11.349	880.644	20.505	(20.835)	880.314
Despesa financeira	(1.163.689)	(437.009)	(648.571)	(58.801)	(7.101)	(2.315.170)	(73.532)	20.835	(2.367.868)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	964.347	749.805	93.789	134.818	71.846	2.014.605	(167.933)	-	1.846.670
Imposto de renda e contribuição social	(299.510)	(95.688)	(74.125)	(44.527)	(16.994)	(530.845)	(72.784)	-	(603.629)
Lucro (prejuízo) líquido	664.837	654.117	19.665	90.290	54.852	1.483.761	(240.717)	-	1.243.042
Total do ativo	22.040.918	4.682.527	12.856.002	975.877	454.961	41.010.285	1.628.107	(1.355.480)	41.282.912
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.882.502	8.973	621.046	2.927	54.149	2.569.598	835	-	2.570.433

A linha de “Total do ativo” de 2018 e 2017 estão apresentadas excluindo, em cada segmento, os investimentos registrados referentes a outros segmentos.

(*) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

(30) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui 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.

As participações diretas e indiretas em controladas operacionais estão descritas na nota 1.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores, controladas e coligadas, entidades com controle conjunto, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia e de suas controladas e coligadas.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- Compra e venda de energia e encargos** - Refere-se basicamente à compra e venda de energia pelas distribuidoras, comercializadoras e geradoras através de contratos de curto ou longo prazo e de tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Estas transações, quando realizadas no mercado livre, são realizadas em condições consideradas pela Companhia como sendo semelhante às de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela Administração da Companhia. Quando realizadas no mercado regulado, os preços cobrados são definidos através de mecanismos definidos pelo Poder Concedente.
- Intangível, imobilizado, materiais e prestação de serviços** - Referem-se principalmente a serviços prestados de assessoria e gestão de usinas, consultoria e engenharia.
- Adiantamentos** – Referem-se a adiantamentos para investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, o Grupo possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, da Companhia 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\$ 90.783 (R\$ 73.670 em 2017). Este valor é composto por R\$ 78.335 (R\$ 64.516 em 2017) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 2.160 (R\$ 1.516 em 2017) de benefícios pós-emprego e R\$ 10.288 (R\$ 7.638 em 2017) de outros benefícios de longo prazo, e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

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

Transações envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto:

	Consolidado							
	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
Adiantamentos								
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	-	-	657	691	-	-	-	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	930	979	-	-	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	-	-	1.155	1.212	-	-	-	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	-	418	440	-	-	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle comum (Controladas da State Grid Corporation of China)	-	-	16	13.330	-	-	152.369	91.302
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	-	-	2.993	13.169	12	-	44.575	80.362
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	41.850	37.415	18	-	490.713	381.193
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	943	823	78.639	51.381	10.338	8.763	354.430	281.530
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	-	13.397	19.458	19	-	143.845	137.376
Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviço								
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	2	153	-	-	2.225	1.582	-	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	15	2	-	-	2.143	1.726	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	2	152	-	-	1.902	1.665	-	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	534	416	-	-	3	(469)	-	-
Contrato de Mútuo								
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	-	-	-	327	-	-
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio								
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	3	108	-	-	-	-	-	-
Chapecoense Geração S.A.	33.733	32.734	-	-	-	-	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	65.010	21.184	-	-	-	-	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	4.151	3.613

(31) SEGUROS

As controladas mantêm 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. No consolidado as principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2018</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	7.630.552
Transporte	Transporte nacional	502.930
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	249.501
Automóveis	Cobertura para terceiros	14.585
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	268.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	745.991
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	352.931
Outros		
Total		9.764.489

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

(32) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios do Grupo compreendem, principalmente, geração, comercialização e distribuição de energia elétrica. Como concessionárias de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas de suas principais controladas são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal, 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 o Grupo CPFL está exposto, 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 no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto, (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 das empresas do Grupo CPFL 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 do Grupo 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 ou reduzindo parcela de receita decorrente da correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar, dos contratos de venda de energia do empreendimento controlado em conjunto, ENERCAN. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap. A exposição relativa à receita da ENERCAN, proporcional a participação detida pela Companhia, está protegida com a contratação de instrumento financeiro do tipo zero cost collar, descrito na nota 33.b.1. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 33. Adicionalmente as

controladas do Grupo estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade do Grupo 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 33.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é gerenciado pelos segmentos de comercialização e serviços através de normas e diretrizes aplicadas na aprovação, exigência de garantias e acompanhamento das operações. No segmento de distribuição, mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento. No segmento de geração existem contratos no ambiente regulado (ACR) e bilaterais que preveem a apresentação de Contratos de Constituição de Garantias.

Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual as distribuidoras do Grupo CPFL e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. As distribuidoras podem ficar impossibilitadas 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 de as distribuidoras serem obrigadas a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem 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 de mercado das comercializadoras: Esse risco decorre da possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas por conta de variações nos preços que irão valorar as posições de sobras ou déficits de energia de seu portfólio no mercado livre, marcadas contra o preço de mercado da energia.

Risco quanto à escassez hídrica: A energia vendida pelas controladas 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 pelas controladas de distribuição dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados 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 pelas controladas de distribuição.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

O Grupo 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, o Grupo 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 o Grupo estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pelo Grupo suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que o Grupo 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, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(33) 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 pelo Grupo são como segue:

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	Consolidado 31/12/2018	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 1	342.346	342.346
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	1.549.111	1.549.111
Derivativos	33	(a)	Nível 2	640.625	640.625
Derivativos - zero-cost collar	33	(a)	Nível 3	16.367	16.367
Ativo financeiro da concessão - distribuição	10	(a)	Nível 3	7.430.149	7.430.149
Total				9.978.598	9.978.598
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	5.804.704	5.778.656
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	5.631.255	5.631.255
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	8.506.478	8.551.063
Debêntures - principal e encargos (**)	17	(a)	Nível 2	434.367	434.367
Derivativos	33	(a)	Nível 2	31.798	31.798
Total				20.408.602	20.427.139

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou um ganho de R\$ 37.421 em 2018 (um ganho de R\$ 21.137 em 2017).

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1) / IFRS 7

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) arrendamentos, (iii) mútuo entre coligadas, controladas e controladora, (iv) contas a receber – CDE, (v) cauções, fundos e depósitos vinculados, (vi) serviços prestados a terceiros, (vii) convênios de arrecadação e (viii) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) uso do bem público, (iv) consumidores e concessionárias a pagar, (v) FNDCT/EPE/PROCEL, (vi) convênio de arrecadação, (vii) fundo de

reversão, (viii) Contas a pagar de aquisição de negócios, (ix) descontos tarifários – CDE e (x) 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) e IFRS 7 requerem 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) e IFRS 7 também definem 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 das controladas de distribuição terem classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos (perdas) no resultado do exercício de R\$ 345.015 (R\$ 204.443 em 2017), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados na nota 10 e 25.

Adicionalmente, as principais premissas utilizadas na mensuração do valor justo do derivativo “*zero-cost collar*”, cuja classificação de hierarquia de valor justo é Nível 3, estão divulgadas na nota 33 b.1.

A Companhia registra no consolidado, em “Investimentos ao custo” a participação de 5,94% que a controlada indireta Paulista Lajeado Energia S.A. detém no capital total da Investco S.A., sendo 28.154.140 ações ordinárias e 18.593.070 ações preferenciais, não cotadas em bolsa. O objetivo principal de suas operações é gerar energia elétrica que será comercializada pelos respectivos acionistas detentores da concessão, a Companhia registra o respectivo investimento ao seu valor de custo, uma vez que não há informações confiáveis disponíveis para o cálculo adequado do valor justo.

b) Instrumentos derivativos

O Grupo 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. O Grupo 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 pelo Grupo são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a controlada CPFL Geração contratou em 2015 derivativo do tipo *zero-cost collar* (vide item b.1 abaixo).

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pelas controladas possuem prazos perfeitamente alinhados com a respectiva dívida protegida, 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 16 e 17). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, o Grupo não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2018 o Grupo detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos (1)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	592.520	(10.775)	581.745	633.270	(51.525)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,8% a 1,55% ou 2,3% a 4,32%)	99,80% a 116% do CDI	out/18 a mar/22	4.186.051
Empréstimos bancários - Lei 4.131	2.899	(21.023)	(18.124)	(3.972)	(14.152)	Euro + 0,42% a 0,96%	102% a 105,8% do CDI	abr/19 a mar/22	879.630
	<u>595.418</u>	<u>(31.798)</u>	<u>563.620</u>	<u>629.298</u>	<u>(65.678)</u>				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	23.081	-	23.081	2.070	21.012	IPCA + 5,8% a 5,86%	100,15% a 104,3% do CDI	abr/19 a ago/25	416.600
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo									
Hedge variação índice de preços:									
Debêntures	22.125	-	22.125	21.548	577	IPCA + 5,8% a 5,86%	100,15% a 104,3% do CDI	abr/19 a ago/25	70.469
Outros (2):									
Zero cost collar	16.367	-	16.367	-	16.367	US\$	(nota explicativa 32 b.1)	de jul/18 a set/20	44.083
Total	<u>656.992</u>	<u>(31.798)</u>	<u>625.194</u>	<u>652.916</u>	<u>(27.722)</u>				
Circulante	309.484	(8.139)							
Não circulante	347.507	(23.659)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 16 e 17.

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

(2) Devido às características deste derivativo (zero cost collar) o nocional está apresentado em dólar norte-americano.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Consolidado			
	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2018
Valores a custo, líquidos				
Para dívidas designadas a valor justo	526.148	662.147	(556.927)	631.368
Para dívidas não designadas a valor justo	17.881	(21.817)	25.484	21.548
Outros (zero cost collar)	-	11.984	(11.984)	-
Marcação a mercado (*)	9.095	(36.817)	-	(27.722)
	<u>553.124</u>	<u>615.497</u>	<u>(543.427)</u>	<u>625.194</u>

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referentes aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 14.533 para as dívidas designadas a valor justo, (ii) ganho de R\$ 13.407 para as dívidas não designadas a valor justo e (iii) perda de R\$ 35.691 para outros derivativos (zero cost collar).

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados (nota 16 e 17).

O Grupo tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2017 e 2018, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado consolidado, registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente consolidado na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente
	2018	2017	2018
Varição de taxas de juros	(19.747)	1.446	-
Marcação a mercado	13.135	8.960	272
Varição cambial	672.061	(169.714)	-
Marcação a mercado	(47.904)	(76.544)	(2.025)
	617.545	(235.852)	(1.753)

b.1) Contratação de derivativo pela CPFL Geração (zero-cost collar)

Em 2015, a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário em 2015 estava favorável para contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não há custo inicial para este tipo de operação.

O montante total contratado foi de US\$ 111.817, com vencimentos entre 1º de outubro de 2015 a 30 de setembro de 2020. Em 31 de dezembro de 2018 o montante total contratado é de US\$ 44.083, consideradas as opções já liquidadas até esta data. Os preços de exercício das opções de dólar variam de R\$4,20 a R\$4,40 para as *put options* (opções de venda) e de R\$ 5,40 a R\$ 7,50 para as *call options* (opções de compra).

Estas opções foram mensuradas a valor justo de forma recorrente conforme requerimentos do IFRS 9/CPC 48. O valor justo das opções que são parte desta operação foi calculado com base nas seguintes premissas:

Técnicas de avaliação e informações-chave	Foi utilizado o Modelo de <i>Black Scholes</i> de Precificação de Opções, o qual visa obter o preço justo das opções, envolvendo as seguintes variáveis: valor do ativo objeto, preço de exercício da opção, taxa de juros, prazo e volatilidade.
Informações não observáveis significativas	Volatilidade determinada com base nos cálculos da precificação média do mercado, dólar futuro e outras variáveis aplicáveis a essa operação em específico, com variação média de 18,61%.
Relação entre informações não observáveis e valor justo (sensibilidade)	Um pequeno aumento na volatilidade no longo prazo, analisado isoladamente, resultaria em um aumento não significativo do valor justo. Se a volatilidade fosse 10% mais alta e todas as outras variáveis fossem mantidas constantes, o valor contábil líquido (ativo) aumentaria em R\$ 587, resultando em um ativo líquido de R\$ 16.954.

Apresentamos abaixo quadro de conciliação dos saldos iniciais e saldos finais das opções de compra e venda para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, conforme requerido pelo IFRS 13/CPC 46:

	Consolidado		
	Ativo	Passivo	Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2016	57.715	-	57.715
Mensuração a valor justo	16.715	-	16.715
Recebimento líquido de caixa pela liquidação dos fluxos	(22.372)	-	(22.372)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	52.058	-	52.058
Mensuração a valor justo	(23.707)	-	(23.707)
Recebimento líquido de caixa pela liquidação dos fluxos	(11.984)	-	(11.984)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	16.367	-	16.367

A mensuração ao valor justo destes instrumentos financeiros foi reconhecida no resultado financeiro do exercício, não tendo sido reconhecidos quaisquer efeitos em outros resultados abrangentes.

c) Ativos financeiros da concessão - distribuição

Em função das controladas de distribuição terem 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, o Grupo 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 do Grupo 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. O Grupo utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, o Grupo 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 do Grupo. 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 o Grupo está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, IGP-M, IPCA, TJLP 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 três cenários distintos seria:

Consolidado					
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) - R\$ mil		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(4.775.978)		(141.746)	1.087.685	2.317.116
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	4.845.349		143.805	(1.103.484)	(2.350.772)
	69.371	baixa dolar	2.059	(15.799)	(33.656)
Instrumentos financeiros passivos	(857.429)		(54.219)	173.693	401.605
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	871.755		55.125	(176.595)	(408.315)
	14.326	baixa euro	906	(2.902)	(6.710)
Total	83.697		2.965	(18.701)	(40.366)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			2.187	(12.704)	(27.594)
Efeitos no resultado do exercício			778	(5.997)	(12.772)

Instrumentos	Exposição (US\$ mil) (a)	Risco	Receita (despesa) - R\$ mil		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Depreciação cambial de 50%(c)
Derivativos zero-cost collar	44.083 (d)	alta dólar	(1.770)	(17.126)	(32.482)

- (a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2018 foi de R\$ 3,87 para o dólar e R\$ 4,44 para o euro.
- (b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 3,99 e R\$ 4,72, e a depreciação cambial de 2,97% e 6,32%, do dólar e do euro respectivamente 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.
- (d) Devido às características deste derivativo (*zero-cost collar*) o nocional está apresentado em dólar norte-americano.

Exceto pelo derivativo *zero-cost collar*, em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro dos demais instrumentos serem um ativo, o risco é baixa do dólar e do euro, portanto, o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

d.2) Variação das taxas de juros

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

Instrumentos	Exposição	Risco	taxa no período	taxa Cenário provável (a)	Receita (despesa) - R\$ mil		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	2.180.549				143.262	179.078	214.893
Instrumentos financeiros passivos	(7.104.019)				(466.734)	(583.418)	(700.101)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(5.658.788)				(371.782)	(464.728)	(557.674)
	(10.582.258)	alta CDI	6,40%	6,57%	(695.254)	(869.068)	(1.042.882)
Instrumentos financeiros passivos	(153.424)				(4.894)	(6.118)	(7.341)
	(153.424)	alta IGP-M	7,54%	3,19%	(4.894)	(6.118)	(7.341)
Instrumentos financeiros passivos	(4.829.388)				(339.506)	(424.382)	(509.259)
	(4.829.388)	alta TJLP e TLP	6,72% e 7,42%	7,03%	(339.506)	(424.382)	(509.259)
Instrumentos financeiros passivos	(1.801.795)				(60.180)	(45.135)	(30.090)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	550.511				18.387	13.790	9.194
Ativo financeiro da concessão	7.430.149				248.167	186.125	124.083
	6.178.865	baixa IPCA	3,69%	3,34%	206.374	154.780	103.187
Ativos e passivos financeiros setoriais	1.508.158				98.784	74.088	49.392
Instrumentos financeiros passivos	(114.117)				(7.475)	(5.606)	(3.737)
	1.394.041	baixa SELIC	6,40%	6,55%	91.309	68.482	45.655
Total	(7.992.164)				(741.971)	(1.076.306)	(1.410.640)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					753	597	442
Efeitos no resultado do exercício					(742.724)	(1.076.903)	(1.411.082)

- (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\$ 62.048.

e) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de o Grupo 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 do Grupo. 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 do Grupo 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.

O Grupo 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 do Grupo 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 representado pelo saldo total registrado apresentado na nota 6 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Caixa e equivalentes de caixa

O Grupo 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-.

O Grupo 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 2017 e 2018 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 o Grupo deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2018	Nota explicativa	Consolidado							Total
		Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos		
Fornecedores	15	2.368.142	29.618	325	194.898	-	138.138	2.731.121	
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	204.626	686.531	2.235.355	5.630.763	2.762.770	2.765.395	14.285.440	
Derivativos	33	-	32	9.908	15.695	10.327	-	35.962	
Debêntures - principal e encargos	17	81.852	450.576	1.009.204	5.871.723	2.349.058	1.196.565	10.958.978	
Taxas regulamentares	19	149.159	1.497	-	-	-	-	150.656	
Uso do bem público		782	4.435	15.715	36.137	48.193	147.643	252.905	
Outros	22	83.372	92.414	50.208	3.054	3.054	56.050	288.150	
Consumidores e concessionárias		43.022	42.992	7.598	-	-	47.831	141.443	
EPE / FNDCT / PROCEL		35	4.336	33.682	-	-	-	38.052	
Convênio de arrecadação		40.188	44.831	-	-	-	-	85.018	
Fundo de reversão		127	255	1.330	3.054	3.054	8.219	16.039	
Aquisição de negócios		-	-	7.598	-	-	-	7.598	
Total		2.887.933	1.265.103	3.320.715	11.752.270	5.173.402	4.303.791	28.703.212	

(34) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
Transações oriundas de combinações de negócios		
Ativo financeiro da concessão	-	(12.338)
Ativo intangível	-	(22.165)
Ativo imobilizado	-	(4.800)
Preço de aquisição pago	-	(39.303)
Outras transações		
Juros capitalizados no imobilizado	10.591	29.817
Juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição	18.015	20.726
Pagamento de mútuo com dividendo de minoritários	377	259
Provisão de custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	1.684	41.213
Transferência entre ativo imobilizado e outros ativos	5.515	32.600

Em 2018, na controladora CPFL Energia houve a integralização de AFAC no montante de R\$ 350.000 (R\$ 1.406.520 em 2017).

(35) COMPROMISSOS

Os compromissos do Grupo relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia e para projetos para construção de usinas, em 31 de dezembro de 2018, são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2018	Duração	Consolidado				Total
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Aluguéis	até 9 anos	8.973	13.671	13.041	10.003	45.688
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 26 anos	11.799.846	20.935.148	21.321.793	53.391.392	107.448.179
Compra de energia de Itaipu	até 26 anos	2.726.836	5.474.503	5.740.138	18.536.806	32.478.283
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 31 anos	2.461.362	6.499.568	8.296.273	30.353.340	47.610.543
Prêmio de risco - repactuação do risco hidrológico	até 29 anos	7.580	43.696	52.356	312.498	416.130
Projetos de construção de usina	até 2 anos	39.459	2.028	-	-	41.487
Fornecedores de materiais e serviços	até 16 anos	125.394	280.971	316.999	1.500.320	2.223.684
Outros compromissos relacionados à exploração de concessões	até 14 anos	13.408	28.636	31.529	186.980	260.553
Total		17.182.858	33.278.221	35.772.129	104.291.339	190.524.547

Os projetos para construção de usinas incluem compromissos firmados basicamente para disponibilizar recursos na construção relacionados às controladas do segmento de energia renovável.



Rodovia Campinas-Mogi Mirim, km 2,5
Campinas . SP . 13088-000
www.cpfl.com.br

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da CPFL Energia S.A., no desempenho de suas atribuições legais e estatutárias, examinaram o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras do Exercício Social de 2018 e, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, e nos exames efetuados e considerando o relatório, sem ressalvas dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, datado de 11 de março de 2019, são de opinião que os referidos documentos estão em condição de serem apreciados e votados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, a ser realizada em 30 de abril de 2019.

Campinas, 25 de março de 2019.

Lisa Gabbai

Ran Zhang

Ricardo Florence dos Santos

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Bo Wen

Presidente

Shirong Lyu

Vice-Presidente

Yan Qu

Yumeng Zhao

Gustavo Estrella

Antonio Kandir

Marcelo Amaral Moraes

Conselheiros

DIRETORIA

GUSTAVO ESTRELLA

Diretor Presidente, acumulando as funções
de Diretor Vice-Presidente de
Desenvolvimento de Negócios

YUMENG ZHAO

Diretor Presidente Adjunto

YUEHUI PAN

Diretor Vice-Presidente Financeiro
e de Relações com Investidores

GUSTAVO PINTO GACHINEIRO

Diretor Vice-Presidente Jurídico e
de Relações Institucionais

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS

Diretor Vice-Presidente
de Gestão Empresarial

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas

KARIN REGINA LUCHESI

Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SERGIO LUIS FELICE

Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192767/O-6

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

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Conselheiros e Acionistas da
CPFL Energia S.A.
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da CPFL Energia S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, 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, individual e consolidada, da CPFL Energia S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

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 individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, 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 individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

(a) Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

(Notas explicativas 3.10 e 25 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas)

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 consolidadas e no valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, 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 consolidadas 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 consolidadas tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

(b) Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos

(Notas explicativas 3.11 e 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas)

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 com base no julgamento da Companhia 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 individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas consideram as informações relevantes.

No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração e a divulgação dos ativos fiscais diferidos, os quais não foram registrados pela administração, por terem sido considerados imateriais. 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 individuais e consolidadas relativas tomadas em conjunto, ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, 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 individuais e consolidadas

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), 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 individuais e consolidadas, 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 e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

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

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 individuais e consolidadas, 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 e suas controladas.
- 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 e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 e suas controladas 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 individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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 2SP027612/O-4

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



DECLARAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, alterada pela Instrução CVM nº 586, de 8 de junho de 2017, o presidente e os diretores da CPFL Energia S.A, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rodovia Engº Miguel Noel Nascentes Burnier, km 2,5, Parque São Quirino - Campinas - SP - Brasil, inscrita no CNPJ sob nº 02.429.144/0001-93, declaram que:

- a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da KPMG Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da **CPFL Energia** de 31 de dezembro de 2018;
- b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da **CPFL Energia** de 31 de dezembro de 2018.

Campinas, 11 de março de 2019.

GUSTAVO ESTRELLA

Diretor Presidente, acumulando as funções
de Diretor Vice-Presidente de
Desenvolvimento de Negócios

YUMENG ZHAO

Diretor Presidente Adjunto

GUSTAVO PINTO GACHINEIRO

Diretor Vice-Presidente Jurídico e
de Relações Institucionais

YUEHUI PAN

Diretor Vice-Presidente Financeiro e
de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS

Diretor Vice-Presidente de Gestão
Empresarial

KARIN REGINA LUCHESI

Diretor Vice-Presidente de Operações de
Mercado

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Diretor Vice-Presidente de
Operações Reguladas