

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 2021. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados consolidados em relação ao exercício de 2020, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

No ano de 2021, apesar de todas as incertezas provocadas pela pandemia, a retomada econômica motivou um fortalecimento da agenda de crescimento e intensificou oportunidades nos negócios. Nesse contexto, mesmo com todos os desafios encontrados, o grupo CPFL Energia continuou focado em colocar em prática seus pilares estratégicos: **Eficiência Operacional, Governança Corporativa, Sustentabilidade, Disciplina Financeira e Crescimento Sinérgico.**

No lado da **Eficiência Operacional**, melhoramos ainda mais os nossos indicadores em todos os segmentos, conquista obtida com o investimento anual recorde do Grupo CPFL Energia.

Na agenda "ESG", fortalecemos ainda mais nossa **Governança Corporativa** com a criação do Comitê de Auditoria e a revisão e criação de diversas políticas corporativas, antecipando as novas exigências do Novo Mercado da B3. Cumprimos também nossos compromissos previstos no Plano de **Sustentabilidade**. Além disso, as ações da Companhia se mantiveram na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da B3, sendo que ficamos na 4^a colocação no ranking geral do processo de seleção do índice.

A **Disciplina Financeira** é outro pilar que norteou nosso crescimento este ano. Praticamos esta disciplina através de uma alavancagem equilibrada de capital, bem como buscamos o equilíbrio entre crescimento e pagamento de dividendos.

Em 2021, a CPFL Energia aumentou consideravelmente sua participação no segmento de Transmissão com a aquisição da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T, que agora se chama CPFL Transmissão. A nova empresa irá proporcionar um grande **Crescimento Sinérgico**, utilizando-se da nossa plataforma "plug & play" para adotar rapidamente as melhores práticas de gestão operacional e financeira do grupo CPFL e otimizar seus resultados.

O fortalecimento desses pilares permitiu à CPFL apresentar ótimos resultados em 2021, além de pagar 100% do resultado do ano de 2020 em dividendos para seus acionistas e adiantar mais R\$ 804 milhões referentes ao resultado de 2021.

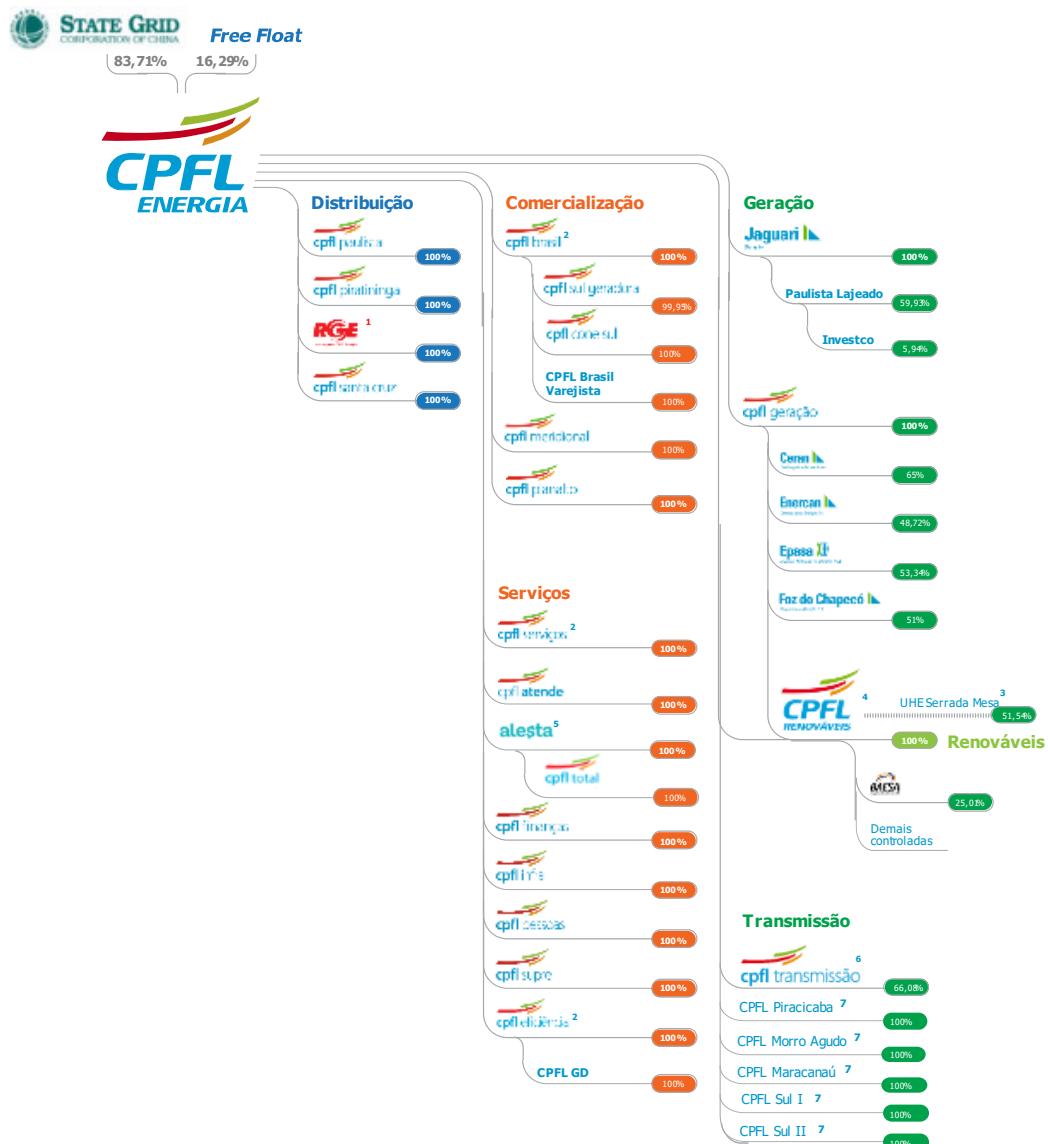
Durante esse período realizamos também um trabalho intenso e desafiador com interações com o Ministério de Minas e Energia – MME, a agência reguladora, a Aneel, e demais agentes do setor elétrico, para a discussão de temas importantes relacionados ao setor, em busca da melhor solução para todos os *stakeholders*.

Finalmente, a administração da CPFL Energia reitera o compromisso e confiança com os acionistas, clientes, parceiros, sociedade e demais *stakeholders* e agradece a todos colaboradores do Grupo CPFL pelos resultados alcançados. Assim, para 2022, seguimos otimistas quanto aos avanços do setor elétrico brasileiro e confiantes em nossa plataforma de negócios, preparada para enfrentar os desafios e oportunidades no país.

ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO (simplificado)

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

Uso Interno CPFL



Base: 31/12/2021

Notas:

- (1) A RGE 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 Renováveis e Furnas;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%). Está enquadrada no segmento "Outros". Para facilitar a visualização e por ter incorporado as ações da CPFL Total, está apresentada no segmento "Serviços";
- (6) A CPFL Transmissão (CEEE-T) é controlada pela CPFL Cone Sul (66,08%).
- (7) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração.

2. Comentário sobre a conjuntura

AMBIENTE MACROECONÔMICO

O ano de 2021 testemunhou o princípio da superação da pandemia de Covid-19. Apesar do mundo ter vivido as ondas mais letais da pandemia, também foi o ano em que as vacinas começaram a ser amplamente disseminadas (ainda que com enorme heterogeneidade, em termos globais). A combinação de vacinação e contaminação prévia tem proporcionado uma proteção importante à população, ainda que novas variantes continuem surgindo, como foi o caso da Delta e, mais recentemente, da Ômicron. Olhando a evolução da pandemia ao longo de 2021, fica claro o alívio gradual vivenciado pelos sistemas de saúde e a retomada da mobilidade. Deve-se notar, no entanto, que este movimento não é uniforme: em alguns países, há maior resistência à vacinação; em outros, há falta de vacinas. Apesar de grandes avanços na superação da pandemia, ainda não se pode dizer que seus impactos econômicos tenham sido totalmente superados em 2021.

A gradativa normalização das atividades não foi suficiente para reverter o movimento de consumo de bens muito superior ao consumo de serviços. Três fatores contribuíram para manter a demanda por bens historicamente elevada durante todo o ano:

- i) os pacotes de estímulos, tanto fiscais quanto monetários, auxiliaram na manutenção da renda e consumo total em 2020 e início de 2021, apesar do aumento substancial da poupança das famílias. Este fenômeno foi reforçado nos EUA em 2021, com os pacotes de recomposição de renda efetuados no início do mandato de Biden;
- ii) a normalização incompleta do consumo de serviços: num ambiente de manutenção de renda, o que não foi direcionado à poupança foi, por exclusão, consumido; como em boa parte do ano as restrições à mobilidade e os temores relativos à pandemia ainda vigoravam, o deslocamento da demanda aos padrões pré-pandemia foi incompleto;
- iii) a readequação dos níveis de estoques ótimos: os gargalos de produção enfrentados ao longo de 2020 continuaram restringindo a oferta em 2021 e a resposta encontrada por fabricantes e varejistas foi elevar seus estoques, de matérias primas a produtos acabados, elevando ainda mais a demanda global.

Assim, ao mesmo tempo em que a demanda permaneceu elevada, a oferta continuou negativamente impactada pelos *lockdowns* e pelas descontinuidades nas cadeias de insumos. Houve progresso na normalização das cadeias, porém é um processo que apenas se iniciou em 2021 e deve se completar apenas em meados de 2022.

A consequência desta normalização incompleta da economia em 2021, com demanda por bens ainda elevada e oferta restrita, resultou em preços mais elevados em todas as etapas da cadeia, de *commodities*, fretes, preços ao produtor e consumidor. A alta inflação, como se viu, deveu-se muito mais à incapacidade de resposta da oferta do que a um crescimento exuberante da economia.

A alta de preços de *commodities*, como seria de se esperar, repercutiu positivamente sobre as exportações brasileiras. No acumulado de 2021, as exportações somaram US\$ 280,4 bilhões, um crescimento de 34%. Com isso, o saldo comercial foi de US\$ 61,0 bilhões, recorde histórico, ajudando a manter a folga nas contas externas.

No Brasil, apesar da folga nas contas externas e da alta de juros no segundo semestre, a intensificação das incertezas fiscais parece ter contribuído para a depreciação da moeda. De fato, para além do movimento esperado pela valorização do dólar frente a outras moedas, as discussões domésticas sobre a PEC dos Precatórios e alteração do teto de gastos, a fim de viabilizar o Auxílio Brasil, parecem ter sido essenciais para amplificar a pressão sobre o real no último trimestre do ano. Apesar das intervenções do BC, a piora do ambiente doméstico e externo fez com que o câmbio passasse de uma média de R\$ 5,23/US\$ no terceiro trimestre de 2021 para R\$ 5,59/US\$ no último trimestre. Em termos reais, a taxa de câmbio brasileira encerrou o ano de 2021 cerca de 35% acima da média verificada entre 2015 e 2019. A

depreciação cambial combinada à alta de preços *commodities* resultou num choque inflacionário. Este choque foi visto tanto nos preços no atacado quanto nos preços ao consumidor.

A inflação bem acima da meta e acelerando, com núcleos em patamar desconfortável, fez com que o Banco Central reagisse tempestivamente. O ano se iniciou com a taxa de juros básica em 2% ao ano, mínimo histórico, porém já a partir de março o Banco Central deu partida ao ajuste da política monetária e da taxa de juros, que encerrou 2021 no patamar de 9,25% ao ano.

Apesar da alta dos juros ao longo do ano, o crédito ainda mostrou um bom desempenho em 2021, sendo uma fonte importante de sustentação do consumo. Este último ainda foi favorecido pela recuperação do mercado de trabalho e pela concessão de auxílios governamentais. O Auxílio Emergencial atingiu menos famílias em 2021 do que em 2020 e teve um ticket médio menor, reduzindo o alívio aos orçamentos familiares. Por outro lado, a população ocupada continuou abatida pelas restrições por conta da pandemia no primeiro semestre – mas mostrou uma rápida recuperação no segundo semestre, com o avanço da vacinação e melhora do quadro sanitário.

Dados esses fatores, o consumo cresceu relativamente pouco em 2021, na comparação com o patamar final de 2020. Chegou a ultrapassar o consumo de 2019, pré-pandemia, em vários meses, mas perdeu fôlego nos últimos meses do ano.

AMBIENTE REGULATÓRIO

As principais alterações da regulação setorial de 2021 no segmento de distribuição são destacadas a seguir:

1) Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE

Em 18 de maio de 2021 a ANEEL aprovou alterações no MCSE, resultante da Tomada de Subsídios nº 01/2021, com aprimoramentos pontuais visando a solicitação por parte da ANEEL de informações que antes eram subsidiadas por meio de Ofícios específicos.

2) Tarifa Branca

O Grupo CPFL contribuiu à Tomada de Subsídios nº 02/2021, que tratou de aprimoramentos referente à Tarifa Branca apresentando resultados de projetos pilotos desenvolvidos internamente, sobre os quais pode-se evidenciar baixa aderência dos consumidores à essa modalidade tarifária.

3) Abertura do Mercado

A CPFL contribuiu à Tomada de Subsídios nº 10/2021, que tratou da elaboração de estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024. Ponderou-se as condições necessárias para promover a abertura do mercado preservando o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

4) Agenda Regulatória 2022/2023

A ANEEL aprovou a Agenda Regulatória para o biênio 2022/2023, com contribuições do Grupo CPFL quanto à necessidade de aprimoramento da regulamentação de estabelecimento de limites de continuidade do fornecimento de energia elétrica e aprimoramento das condições de monitoramento do mercado de energia elétrica.

5) Custos Operacionais Regulatórios

A ANEEL iniciou a discussão deste tema por meio da Consulta Pública nº 62/2020, cuja previsão de encerramento é no primeiro semestre de 2022, conforme consta da Agenda Regulatória aprovada para o ciclo 2022/2023. A presente Consulta Pública propõe desafios às distribuidoras, com alterações metodológicas significativas, inclusive nos produtos do modelo de benchmarking. Verificou-se no âmbito da 2ª etapa a necessidade de ajustes na base de dados apresentada pela ANEEL de diversas distribuidoras.

6) Fator X

Em 16 de março de 2021, a Agência aprovou a Resolução Normativa nº 925/2021, com destaque às alterações na metodologia do Fator X, a qual será aplicada nos próximos processos de Revisão Tarifária Periódica - RTP.

7) DEC / FEC

No final do ano de 2021 a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 22/2021 com o propósito de aprimorar a metodologia para o estabelecimento dos limites de DEC e FEC, corroborando com a proposição da CPFL em sua contribuição para a Agenda Regulatória 2022/2023.

8) Outras Receitas

O Grupo CPFL contribuiu à Consulta Pública nº 69/2020 (2ª fase), de 7 de outubro de 2021 a 22 de novembro de 2021, com o propósito de reavaliação dos submódulos 2.7 e 2.7A dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, referentes ao compartilhamento de Outras Receitas no segmento de distribuição de energia elétrica. A CPFL se posicionou sobre a proposta de compartilhamento reduzido para receitas oriundas de novas atividades, possibilitadas por introdução de novas tecnologias.

9) Perdas Não Técnicas e Receitas Irrecuperáveis

A ANEEL concluiu a Consulta Pública nº 29/2020 e definiu a nova metodologia de cálculo das perdas não técnicas que será aplicada nos próximos processos de Revisão Tarifária Periódica - RTP. Quanto às Receitas Irrecuperáveis não houve mudança significativa na metodologia e os novos percentuais regulatórios por classe de consumidor foram atualizados.

10)CP 35/2020

A ANEEL concluiu a terceira e última fase da Consulta Pública nº 35/2020 e definiu as metodologias referentes à sobrecontratação involuntária de 2020, ao reequilíbrio econômico em função da queda de mercado e aumento da inadimplência durante a pandemia de COVID 19, bem como sobre o rateio do custo financeiro da Conta COVID, consubstanciadas na Resolução Normativa ANEEL nº 952, de 23 de novembro de 2021. Também foi estabelecido o prazo de até 60 dias após a publicação, pela ANEEL, da projeção da receita irrecuperável realizada nos meses de março a dezembro de 2020, conforme definido no parágrafo 7 do Submódulo 2.10 do PRORET, homologado por meio da referida resolução normativa, para as distribuidoras analisarem e pleitearem a recomposição do equilíbrio econômico.

11)Bandeira de Escassez Hídrica

A escassez hídrica onerou o caixa das distribuidoras no fim de 2021, dado que os custos de energia se elevaram em função do despacho de termelétricas movidas a combustível fóssil, e a Bandeira Tarifária Vermelha II não foi suficiente para cobrir tal déficit.

Diante desse cenário foi emitida a Resolução nº 3/2021-CREG/MME, que permitiu a cobrança da Bandeira de Escassez Hídrica até abr/22.

12)Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica

Diante da escassez hídrica agravada em 2021, no intuito de evitar o agravamento da situação, foi estabelecido o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica que buscou reduzir o consumo de energia da matriz energética brasileira, instituindo um bônus a ser compensado na fatura de energia elétrica de jan/22 mediante à redução verificada no período de set/21 à dez/21.

13)Mitigação de Processos Tarifários de 2021

Os processos tarifários de 2021 foram conduzidos pela ANEEL visando mitigar o efeito médio percebido pelo consumidor e diversas medidas foram tomadas, tanto pela Agência quanto pelos agentes de geração, transmissão e distribuição, buscando não onerar a conta dos consumidores diante do cenário econômico vivenciado, agravado pela pandemia da Covid-19.

A Resolução Homologatória nº 2.969/2021 determinou a alocação dos recursos provenientes do saldo da Conta de Comercialização de Itaipu e do montante a ser disponibilizado por Itaipu

Binacional, entre as distribuidoras elegíveis, de forma a auxiliar na mitigação dos impactos nos processos tarifários em 2021.

A ANEEL aprovou também o reperfilamento da remuneração das indenizações por investimentos feitos em ativos antigos ainda não amortizados das transmissoras que tiveram a concessão renovada (reperfilamento da RBSE), contribuindo para a redução das tarifas em 2021.

14) P&D e EE

A Resolução Normativa nº 929/2021 regulamentou o artigo 1º da Lei nº 14.120/2021, decorrente da conversão da Medida Provisória nº 998/2020, especificamente quanto aos recursos em projetos de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética não comprometidos que serão destinados à modicidade tarifária.

15) Sandboxes Tarifários

A ANEEL apresentou proposta para condução de um Projeto de Governança de Sandboxes Tarifários, visando ter uma atuação mais ativa nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento desenvolvidos pelas distribuidoras.

No que tange à novos modelos de tarifa, o objetivo desse modelo de projeto é que possam ser produzidos modelos tarifários com maior probabilidade de aplicação pelas distribuidoras com devida anuência do órgão regulador.

TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Segmento de Distribuição

Reajuste Tarifário Anual (RTA) e Revisões Tarifárias Periódicas (RTP):

As seguintes distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas conforme abaixo:

Reajustes tarifários anuais (RTAs)				Revisões tarifárias periódicas (RTPs)
	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz
Resolução Homologatória	2.854	2.880	2.966	2.837
Reajuste	17,62%	15,23%	14,78%	17,19%
Parcela A	11,79%	5,88%	2,11%	11,90%
Parcela B	7,74%	10,81%	6,05%	5,08%
Componentes Financeiros	-1,91%	-1,45%	6,62%	0,21%
Efeito para o consumidor	8,95%	9,95%	12,40%	9,95%
Data de entrada em vigor	22/04/2021	19/06/2021	23/10/2021	22/03/2021

Segmento de Geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras são de longo prazo e contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M, que é utilizado em nossos contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), bilaterais e do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) possuem hedges de proteção de GSF e utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela subsidiária Campos Novos Energia

(Enercan) utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M.

3. Desempenho operacional

VENDAS DE ENERGIA

Em 2021, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 49.886 GWh, redução de 2,8% (1.445 GWh) em relação a 2020.

Destaca-se o desempenho das classes residencial, comercial e industrial, que juntas representam 82,7% do fornecimento de energia elétrica:

- **Classe Residencial:** aumento de 0,5%, refletindo principalmente o incremento de unidades consumidoras em 2021 em relação a 2020, parcialmente compensado pela temperatura mais baixa;
- **Classes Comercial e Industrial:** reduções de 0,1% e 11,8%, respectivamente, refletindo o fraco desempenho econômico no ano, impacto ainda refletindo o período de restrição de atividades devido à pandemia da covid-19, além dos efeitos das migrações dos clientes para o mercado livre.

O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 11.430 GWh, o que representou um queda de 17,6% (2.447 GWh), devido principalmente à queda 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*¹ DEC e FEC			
	DEC (horas)		FEC (nº vezes)	
	2021	2020	2021	2020
CPFL Paulista	6,21	6,81	4,24	4,27
CPFL Piratininga	5,95	5,28	4,13	4,22
RGE	10,84	10,83	4,83	5,27
CPFL Santa Cruz	5,66	4,89	4,21	3,68

*¹ Valores Anualizados

DESEMPENHO NO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 31 de dezembro de 2021, a capacidade instalada do segmento de Geração do grupo CPFL totalizava 4.385 MW, compreendendo 8 usinas hidrelétricas (1.966 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Estamos constantemente avaliando novas oportunidades para explorar investimentos em projetos de geração. Contamos com um portfólio de 4.399 MW de projetos em desenvolvimento

para os próximos anos e atualmente possuímos um projeto em construção, a PCH Cherobim, com 28,0 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná, com entrada em operação prevista para 2024.

4. Desempenho econômico-financeiro

Os resultados aqui apresentados são influenciados pela consolidação dos resultados da CPFL Transmissão no grupo CPFL Energia a partir de outubro/2021.

Receita Operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 56.341 milhões, representando um aumento de 24,2% (R\$ 10.978 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de 15,7% no fornecimento de energia elétrica (R\$ 3.287 milhões); (ii) de R\$ 2.359 milhões no ativo e passivo financeiro setorial; (iii) de 15,7% em outras receitas operacionais (R\$ 3.053 milhões); (iv) de 15,5% no suprimento de energia elétrica (R\$ 762 milhões); (v) de 199,9% na atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 776 milhões); e (vi) de 28,8% na receita com construção da infraestrutura da concessão (R\$ 740 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 17.131 milhões, apresentando um aumento de 18,4% (R\$ 2.666 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 39.210 milhões, representando um aumento de 26,9% (R\$ 8.312 milhões).

Geração Operacional de Caixa – EBITDA

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 9.159 milhões, um aumento de 35,1% (R\$ 2.380 milhões), refletindo principalmente os aumentos de 26,9% (R\$ 8.312 milhões) na receita operacional líquida e de 27,4% (R\$ 112 milhões) na equivalência patrimonial. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes aumentos: de 25,0% (R\$ 4.621 milhões) no custo com energia elétrica e de 23,5% (R\$ 1.423 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

	2021	2020
Lucro Líquido	4.853.751	3.706.986
Depreciação e amortização	1.751.414	1.665.999
Amortização Mais Valia de Ativos	579	579
Resultado financeiro	792.482	315.974
Contribuição social	477.563	297.137
Imposto de renda	1.284.145	793.219
EBITDA	9.159.934	6.779.894

*Conforme Instrução CVM nº 527, de 4/10/2012

Lucro Líquido

Em 2021, o lucro líquido do exercício atingiu R\$ 4.854 milhões, um aumento de 30,9% (R\$ 1.147 milhões), refletindo principalmente o aumento de 35,1% (R\$ 2.380 milhões) no EBITDA. Esse efeito foi compensado pelos seguintes aumentos: (i) de 150,8% (R\$ 477 milhões) nas despesas financeiras líquidas; (ii) de 61,6% (R\$ 671 milhões) de imposto de renda e contribuição social; e (iii) de 5,1% (R\$ 85 milhões) em depreciação e amortização.

Destinação do Lucro Líquido do Exercício

A política de dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído no mínimo 50% do lucro líquido, ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, 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	4.748.049
Realização do resultado abragente	28.265
Dividendos prescritos	1.020
Lucro líquido base para destinação	4.777.335
Reserva Legal	(237.402)
Dividendos Intermediários	(804.000)
Dividendo adicional proposto	(3.735.932)

Dividendos declarados e pagos em 2021

Em 2021, foi aprovado o pagamento de 100% dos dividendos distribuíveis referentes ao resultado do exercício de 2020:

- Em Assembleia Geral Ordinária (AGO) realizada em 30 de abril de 2021, foi aprovado o pagamento de dividendos no montante de R\$ 1.730 milhões, equivalentes a R\$ 1,501834847 por ação ordinária. Fizeram jus aos dividendos os acionistas detentores de ações em 30 de abril de 2021, e a partir de 3 de maio de 2021 as ações passaram a ser negociadas “ex-dividendo” na B3;
- Em Reunião do Conselho de Administração (RCA) realizada em 12 de agosto de 2021, foi aprovada a declaração e distribuição de dividendos complementares no montante de R\$ 1.730 milhões, equivalentes a R\$ 1,501834847 por ação ordinária, alcançando os 100% de *payout ratio*. Fizeram jus aos dividendos os acionistas detentores de ações em 31 de agosto de 2021, e a partir de 1º de setembro de 2021 as ações passaram a ser negociadas “ex-dividendo” na B3.

Adicionalmente, em RCA realizada em 2 de dezembro de 2021, foi aprovada a declaração e distribuição de dividendos intermediários, relativos ao resultado de 2021, no montante de R\$ 804 milhões, equivalentes a R\$ 0,697762553 por ação ordinária. Fizeram jus aos dividendos os acionistas detentores de ações em 9 de dezembro de 2021, e a partir de 10 de dezembro de 2021 as ações passaram a ser negociadas “ex-dividendo” na B3.

Dessa forma, foram pagos ao longo do ano de 2021 dividendos no montante de R\$ 4.264 milhões, equivalentes a R\$ 3,70 por ação ordinária.

Dividendos referente ao lucro líquido de 2021 base para distribuição

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 4.540 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 3,940043070 por ação, relativo ao exercício fiscal de 2021.

Descontando o montante de R\$ 804 milhões, representando R\$ 0,697762553 por ação, já pagos em 21 de dezembro de 2021, o valor a ser distribuído (após aprovação em AGO) é de R\$ 3.736 milhões, equivalente a R\$ 3,242280516 por ação.

Endividamento

No final de 2021, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$ 23.677 milhões, apresentando um aumento de 23,3%. As disponibilidades totalizaram R\$ 2.786 milhões, uma queda de 51,9%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 20.892 milhões, registrando um aumento de 55,8%. Esse aumento é principalmente consequência da aquisição da CPFL Transmissão e pelo forte investimento (CAPEX) realizado em todos os

segmentos do grupo CPFL.

5. Investimentos

Em 2021, foram realizados investimentos de R\$ 3.997 milhões para manutenção e expansão do negócio, o maior CAPEX registrado pelo grupo CPFL até então, dos quais R\$ 3.028 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 466 milhões à geração e R\$ 107 milhões à comercialização, serviços e outros. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 397 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 2021 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 2021, nossas distribuidoras possuíam 10,2 milhões de clientes, um acréscimo de 0,3 milhão de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 336.053 km de linhas de distribuição (acréscimo de 3.268 km de linhas), incluindo 498.155 transformadores de distribuição (acréscimo de 10.853 transformadores). Nossas quatro subsidiárias de distribuição tinham 13.103 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV (acréscimo de 116 km de linhas). Nesta data, detínhamos 565 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição (aumento de 6 subestações), com capacidade total de transformação de 19.178 MVA (acréscimo de 140 MVA);

Geração: em 2021, foram investidos R\$ 466 milhões, destinados principalmente à construção da PCH Lucia Cherobim e dos parques eólicos do Complexo Gameleira;

Transmissão: Em 2021, foram realizados investimentos de R\$ 397 milhões, para a manutenção e expansão do negócio. Incluso nesse valor estão os aportes realizados na controlada Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB, que totalizaram R\$ 61 milhões em 2021. Em 2020, a Companhia teve sucesso na conquista do lote 6 no Leilão de Transmissão Aneel nº 01/2020, com RAP de R\$ 10 milhões e com investimento ANEEL de cerca de R\$ 200 milhões.

6. Governança corporativa

A CPFL Energia ("Companhia") é a *holding* do Grupo CPFL, com atuação no setor energético brasileiro, implementando e operando projetos e concessões nos segmentos de distribuição, geração, transmissão e comercialização de energia e de atividades correlatas, por meio de suas Subsidiárias e Afiliadas.

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia é baseado nos 4 princípios básicos do Sistema de Governança Corporativa no Brasil: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

As Diretrizes de Governança Corporativa, em conjunto com os Estatutos/Contratos Sociais da Companhia e de suas Subsidiárias e Afiliadas, os Regimentos Internos (Diretoria, Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração e Comitê de Auditoria), os Acordos de Acionistas quando existentes e as Políticas emitidas e a serem emitidas em matéria de governança, delineiam o conjunto das práticas adotadas pela CPFL Energia.

Em 2021, a CPFL Energia completou 17 anos da abertura de seu capital na B3. Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3 S.A – Brasil, Bolsa e Balcão ("B3"), segmento de listagem diferenciado que reúne empresas que

aderem, voluntariamente, as melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL Energia são ordinárias, garantindo o direito de voto a todos os seus acionistas. Além disso, os acionistas têm assegurado *Tag Along* de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL Energia é formada pelo Conselho de Administração ("CA") e pela Diretoria Executiva.

O CA é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios do Grupo CPFL, composto por 7 membros (sendo 2 membros independentes), todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição.

O CA possui 6 comitês de assessoramento (Estratégia e Processos de Gestão, Gestão de Recursos Humanos, Partes Relacionadas, Gestão de Riscos, Orçamento e Finanças Corporativas e Auditoria), que auxiliam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos. Em outubro de 2021 foi aprovada a instalação do Comitê de Auditoria, composto por 3 membros (sendo 2 membros independentes do CA e 1 membro independente externo), todos com mandato de 2 anos, com a possibilidade de reeleição.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Presidência e 8 Vice-Presidências, cujos respectivos titulares dos cargos possuem mandatos de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Cabe à Diretoria Executiva a execução da estratégia do Grupo CPFL, definida pelo CA em linha com as diretrizes de governança corporativa.

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros efetivos e igual número de suplentes, todos com mandato de 1 ano, com possibilidade de reeleição, cuja função é desempenhar um papel de fiscalização independente dos administradores e com objetivo de preservar o valor da organização.

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

Em 31 de dezembro de 2021, a CPFL Energia possuía 16,29% de suas ações em circulação no mercado (*free float*), tendo suas ações negociadas no Brasil (B3).

Em 2021, observamos uma grande volatilidade das ações e do índice Ibovespa no mercado de capitais, ainda em função das incertezas na economia geradas pela pandemia de covid-19, a pressão inflacionária e o consequente aumento dos juros promovido pelo Banco Central. O índice Ibovespa apresentou uma desvalorização de 11,9%, enquanto as ações da CPFL Energia desvalorizaram 17,6%, encerrando o ano cotadas a R\$ 26,83 por ação. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 74,6 milhões, representando uma redução de 23,3% em relação a 2020.

B3				
Data	CPFE3	IEE	IBOV	
31/12/2021	R\$ 28,98	76.305	104.822	
31/12/2020	R\$ 32,55	82.846	119.017	
Var. 12M	-11,0%	-7,9%	-11,9%	

Na B3, a CPFL Energia compõe os índices IBOVESPA, IBrX-100, IEE, IDIV, IGC, ITAG, ISE e o ICO2, sendo os dois últimos, índices da bolsa brasileira que consideram o tema da sustentabilidade. Cabe destacar que, no processo de seleção da carteira do ISE em 2021, a Companhia ficou em 4º lugar no ranking, entre os 73 participantes.

A CPFL Energia tem rating ESG nível "A" pelo MSCI, uma das mais importantes agências de avaliação de risco ESG do mundo. Está também no índice FTSE4Good *emerging markets* da

Bolsa de Londres, com nota 3,3 (o mínimo exigido para participação é 2,9). A Companhia também foi reconhecida pelos bancos Santander e Credit Suisse em relatórios que tratam do tema.

8. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

Desenvolvemos iniciativas que buscam gerar valor para a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir com o desenvolvimento sustentável das áreas de abrangência. Alinhada ao Plano Estratégico do Grupo CPFL, a estratégia de sustentabilidade é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaque a seguir.

Plano de sustentabilidade: organizado em três pilares – Energia sustentável, Soluções inteligentes e Valor compartilhado com a sociedade – e em habilitadores fundamentais - Ética, Transparéncia, Desenvolvimento de pessoas e inclusão, se desdobra em 15 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

Plataforma de sustentabilidade: ferramenta de gestão da performance em sustentabilidade sob a perspectiva dos principais públicos de relacionamento, com indicadores e metas alinhados ao Plano Estratégico e ao Plano de Sustentabilidade.

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

Mudanças do Clima: estamos comprometidos com a transição para uma economia de baixo carbono e enfrentamos o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação.

Gestão ambiental: nosso modelo de negócio demanda uma ampla capacidade de gestão dos impactos ambientais. As diretrizes e os processos que adotamos são unificados no Sistema de Gestão Ambiental (SGA), que assegura a conformidade de todas as operações com as licenças ambientais e direciona os investimentos que agregam valor para toda a cadeia produtiva.

Reconhecimentos de sustentabilidade em 2021: integrante dos Índices de Sustentabilidade Empresarial (ISE) e de Carbono Eficiente (ICO2) da B3; entre as líderes no CDP Climate Change com nota A-; selo Ouro no Programa GHG Protocol; destaque na publicação "Brazil ESG Strategy" do Santander Corporate and Investment Banking, e na "Global ESG Research" do Credit Suisse.

Tema de gestão e desenvolvimento da ética (SGDE): O Programa de Integridade do Grupo CPFL, além de ter como base as diretrizes, valores e princípios do Grupo, formaliza o seu compromisso em conduzir os negócios pautados pela integridade e pelos mais altos parâmetros de Governança Corporativa. O programa possui 4 pilares compostos por dispositivos que evidenciam o tom e a prática do discurso pela alta administração, a existência de procedimentos e diretrizes como o Código de Conduta Ética, além de ações de comunicação e treinamentos para colaboradores e fornecedores. O programa conta, ainda, com o canal de ética, independente e gerido por empresa terceira, bem como com mecanismos de avaliação e monitoramento de suas ações. Ao longo de 2021, destacamos as seguintes ações executadas: (i) a manutenção do Selo Pró-Ética 2020/2021 que é um prêmio concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seletivo grupo de empresas, que fomentam a adoção voluntária de medidas de integridade e comprometidas em implementar ações voltadas à prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude; (ii) os treinamentos presenciais e virtuais sobre temas do Programa de Integridade para colaboradores e fornecedores; (iii) a divulgação da Conversa Mensal de Integridade – CMI em todas unidades do grupo CPFL com temas como Assédio Sexual, Conflito de Interesses, Tratamento Desrespeitoso, Discriminação e Preconceito e Brindes Presente e

Hospitalidades; e (iv) a comemoração do Dia da Integridade, com evento online que contou com a participação do convidado Max Gehring para reflexão sobre o valor deste tema para a CPFL. Além disso, foram realizadas 12 reuniões do Comitê de Ética em 2021, para tratar de temas relacionados à gestão da ética, considerando sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

Relacionamento com a comunidade: (i) **Instituto CPFL** – É a plataforma de investimento social privado do grupo CPFL Energia. Ao longo de 2021 foi capaz de acelerar sua presença em projetos de transformação social e redefinir seu escopo em cinco grandes frentes de trabalho que centralizam o planejamento e a execução de ações em consonância com a Política de Investimento Social. Em 2021, o grupo CPFL destinou R\$ 27,5 milhões (através das leis de incentivo fiscal de IR Cultura, IR Esporte, CMDCA, CMI, PRONON e PRONAS) em iniciativas distribuídas em 5 frentes de trabalho: CPFL nos Hospitais, CPFL Jovem Geração, CPFL Intercâmbio Brasil - China, Circuito CPFL e Café Filosófico CPFL.

Resultados 2021:

1) CPFL nos Hospitais: Através da frente CPFL nos Hospitais, que engloba o programa de eficiência energética da CPFL Energia, em 2021, o investimento realizado no projeto totalizou R\$ 155 milhões desde o início, sendo que, no total, 325 instituições de saúde foram beneficiadas em nossas áreas de concessão.

2) CPFL Jovem Geração: Com a frente CPFL Jovem Geração apoiamos 61 instituições sociais beneficiando 31 mil jovens através de projetos de música, literatura e esporte voltados para a redução dos níveis de vulnerabilidade social entre crianças e jovens das comunidades parceiras do grupo. Coordenamos o projeto Carreta Literária, que circulou por 06 diferentes cidades com ações de iniciação à literatura; o Semear, programa de colaboradores voluntários que em 2021, desenvolveu 14 ações com cerca de 650 participações voluntárias. As ações foram desenvolvidas em 07 cidades da área de concessão. Além disso, realizamos a campanha “Juntos contra a fome”, que arrecadou cerca de R\$ 76 mil, convertidos em cartões Ticket-alimentação, beneficiando cerca de 160 famílias nas cidades de Campinas (SP), Nonoai (RS) e Itatiba (RS).

3) CPFL Intercâmbio Brasil-China: A frente CPFL Intercâmbio Brasil-China promove anualmente um festival com atividades de diálogo entre as culturas brasileira e chinesa. Em 2021, a frente realizou a 5ª edição consecutiva do festival, totalmente digital. A edição contou com uma live de música, um festival de cinema com 10 filmes distribuídos via streaming, uma playlist de 12 vídeos com a temática chinesa no canal do Youtube do Instituto CPFL, 02 playlists de música chinesa no Spotify e a exibição de programas do Café Filosófico CPFL com temática chinesa na TV Cultura e no Youtube. Ao todo, a frente atingiu 285 mil pessoas digitalmente.

4) Circuito CPFL: Circuito CPFL: A frente Circuito CPFL promove atividades culturais e esportivas itinerantes em todo o país como sessões de cinema movidos a energia solar (CineSolar) e etapas de corrida. Em função da pandemia da Covid-19 as atividades do CineSolar foram adaptadas ao formato digital através da mostra digital “A brincadeira tá on”, que selecionou 56 curta-metragens em 14 estados (alcance nacional);

5) Café Filosófico CPFL: O programa Café Filosófico CPFL é uma das iniciativas mais reconhecidas do trabalho realizado pelo Instituto CPFL. Em 2021, foram produzidas 23 gravações no formato de live pública transmitida nas redes sociais do instituto CPFL e do café, Mais de 170 milhões de pessoas foram impactadas com essas atividades.

6) Outros investimentos sociais: através do apoio a editais financiados através do ICMS do Rio Grande do Sul, beneficiamos cerca de 70 mil pessoas em 05 cidades do RS, com projetos de assistência social à população de rua. Através do apoio aos projetos voltados para pessoas com deficiência (PRONAS), beneficiamos 220 pessoas em 02 cidades.

Gestão de Recursos Humanos: Em 2021, treinamos 15.953 pessoas. Da base ativa de colaboradores, 93% já passou por algum treinamento. Foram 5.228 turmas presenciais e 76 mil horas de treinamento online. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com 55 Escolas para formação de eletricistas ao longo do ano; destas, 50 já foram concluídas e 5 estão em andamento/finalização; a previsão são de 902 pessoas treinadas.

Rede de Valor: em 2021, foram realizados 2 encontros da Rede de Valor, que contaram com a participação de 80 parceiros e no qual foram abordados os seguintes temas: Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), Segurança da Informação, ESG, Código de Ética para Fornecedores e Segurança do Trabalho. Assim como em 2020, os encontros de 2021 também foram em formato online por causa da pandemia.

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 2021, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 11% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e Sox).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, 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 covenants financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Serviços de compliance tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Revisão da ECD Contábil do ano calendário 2019	01/06/2020	24 meses

Contratamos um total de R\$ 312 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 11% 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 2021 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 afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

10. Glossário de termos do setor elétrico

ACL: Ambiente de Contratação Livre. Segmento de mercado que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados (como os Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

ACR: Ambiente de Contratação Regulado. Segmento de mercado que compreende a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões e outros mecanismos organizados pela Aneel.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Assembleia Geral Ordinária (AGO): Reunião de acionistas de uma companhia com convocação anual obrigatória pelo Conselho de Administração para: (a) tomada de contas dos administradores; (b) exame e votação das demonstrações financeiras; (c) destinação dos lucros; (d) distribuição de dividendos; e (e) eleição dos administradores e Conselho Fiscal

B3 – B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão: Bolsa de Valores de São Paulo.

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social S.A.

Capacidade Instalada: Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma unidade geradora em particular em bases de carga total contínua nos termos de condições específicas conforme designado pelo fabricante.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores. Fundo administrado pela CCEE para fomentar o desenvolvimento de energia elétrica em geral e sua produção a partir de fontes alternativas de energia em particular, bem como a universalização dos serviços de energia no Brasil. Todas as concessionárias contribuem para este fundo.

Companhia ou CPFL Energia: CPFL Energia S.A. ou o conjunto de empresas formado pela CPFL Energia e suas controladas.

Consumidor: Pessoa física ou jurídica que solicitar à concessionária o fornecimento de energia elétrica, assumindo, assim, a responsabilidade pelo pagamento das faturas e outras obrigações fixadas pela Aneel.

Consumidor Cativo: Consumidor que só pode comprar energia da concessionária que atua na rede a qual está conectado.

Consumidor Final: Consumidor que utiliza a energia elétrica para atender às suas próprias necessidades.

Consumidor Livre: Consumidores, com demanda contratada maior ou igual a 2 MW, atendidos por geradores ou comercializadores de energia, por meio de contratos bilaterais firmados no Ambiente de Contratação Livre – ACL. Esses consumidores também têm que pagar à distribuidora onde estão localizados pelo uso do sistema de distribuição.

Consumidor Livre Especial: Categorial especial de consumidores livres, com demanda contratada entre 0,5 MW e 2 MW (ou conjunto de unidades de alta tensão no mesmo sub mercado que juntas totalizem demanda maior que 0,5 MW), que estão habilitados a comprar energia no mercado livre apenas de fontes incentivadas (solar, eólica, biomassa ou PCH).

CVA: Conta gráfica a qual se atribuem as variações entre os valores realizados e os valores considerados nos repasses de custos aos consumidores finais nas revisões e reajustes tarifários das distribuidoras. As despesas consideradas na CVA são: Compra de energia, transporte de Itaipu, contrato de Rede Básica e encargos setoriais.

CVM: Comissão de Valores Mobiliários.

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal ou nos últimos 12 meses.

Distribuição: O sistema de rede de energia elétrica que distribui energia elétrica para consumidores finais dentro de uma área de concessão.

Dividend Yield: Relação entre dividendos pagos pela empresa e a cotação atual da ação.

EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization) ou LAJIDA (Lucro antes do pagamento de juros, impostos, depreciação e amortização do diferido): Elemento de avaliação que mede a geração de caixa nas operações da empresa, antes que seja afetada pelos encargos financeiros, depreciação e impostos.

Energia Assegurada ou Garantia Física: Quantidade fixa de energia elétrica de uma usina, estabelecida pelo Poder Concedente no respectivo contrato de concessão. Representa a quantidade de energia disponível para venda naquele empreendimento.

Estatuto: Estatuto Social da Companhia.

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora em um determinado mês ou nos últimos 12 meses.

Free Float: Quantidade de ações de uma empresa disponível para negociação em mercados organizados.

Holding: (1) Empresa que possui, como atividade principal, participação acionária majoritária em uma ou mais empresas; (2) Empresa que possui a maioria das ações de outras empresas e que detém o controle de sua administração e políticas empresariais.

IBRX-100: Índice Brasil é um índice de preços que mede o retorno de uma carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na B3, em termos de número de negócios e volume financeiro. Essas ações são ponderadas na carteira do índice pelo seu respectivo número de ações disponíveis à negociação no mercado.

IBOV- Índice Bovespa: é o mais importante indicador do desempenho médio das cotações do mercado

de ações brasileiro. Sua relevância advém do fato do IBOV retratar o comportamento dos principais papéis negociados na B3.

ICO2 – Índice de Carbono Eficiente: Índice composto pelas ações das companhias participantes do índice IBrX-100 que aceitaram participar dessa iniciativa, adotando práticas transparentes com relação a suas emissões de gases efeito estufa (GEE). Ele leva em consideração, para ponderação das ações das empresas componentes, seu grau de eficiência de emissões de GEE, além do *free float* (total de ações em circulação) de cada uma delas.

IDIV – Índice de Dividendos: é um índice de retorno total e tem o objetivo de ser o indicador do desempenho médio das cotações dos ativos que se destacaram em termos de remuneração dos investidores, sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio.

IEE - Índice de Energia Elétrica: foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica. Dessa forma, constitui-se em um instrumento que permite a avaliação da performance de carteiras especializadas nesse setor.

IFRS – International Financial Reporting Standards: são as Normas Internacionais de Contabilidade, que buscam um padrão de normas aceitas em muitos países e servem para facilitar a comparabilidade das informações entre empresas de diferentes países. No Brasil, o IFRS foi implantado em 2010.

IGC - Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada: tem por objetivo medir o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas que apresentem bons níveis de governança corporativa. Tais empresas devem ser negociadas no Novo Mercado ou estar classificadas nos Níveis 1 ou 2 da B3.

IGP-M: Índice Geral de Preços ao Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.

Informações Trimestrais (ITR): Documento contábil que as companhias devem encaminhar periodicamente à CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

IPCA: Índice de Preços ao Consumidor Ampliado, apurado pelo IBGE.

ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial: tem por objetivo refletir o retorno de uma carteira composta por ações de empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade social e a sustentabilidade empresarial, e atuar como promotor das boas práticas no meio empresarial brasileiro.

ITAG: Índice de Ações comTag Along Diferenciado, que tem por objetivo medir o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas que ofereçam melhores condições aos acionistas minoritários, no caso de alienação do controle.

Itaipu: Itaipu Binacional, uma Usina Hidroelétrica detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.

Lei das S.A.s: Lei Federal no. 6.404, promulgada em 15 de dezembro de 1976, que rege, entre outras coisas, as sociedades anônimas e os direitos e deveres de seus acionistas, conselheiros e diretores.

Mercado Regulado: Segmento de mercado no qual as distribuidoras compram toda a energia necessária para abastecer os clientes por meio de leilões públicos. O processo de leilão é administrado pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, de acordo com certas diretrizes fornecidas pelo MME. O Mercado Regulado é geralmente considerado mais estável em termos de fornecimento de eletricidade.

MME: Ministério de Minas e Energia.

Novo Mercado: Segmento de listagem da B3 destinado à negociação de ações emitidas por empresas que se comprometem, voluntariamente, com a adoção do mais alto nível de governança corporativa e divulgação de informações adicionais além do que é exigido pela legislação.

ODS: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, 17 objetivos de desenvolvimento sustentável estabelecidos pelas Nações Unidas e 169 metas específicas que se aplicam a todos os países e cobrem uma ampla gama de questões de sustentabilidade, incluindo pobreza, fome, saúde, educação, mudança climática, igualdade de gênero, água, saneamento, energia, meio ambiente e justiça social.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico. Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

Parcela A: Custos não gerenciáveis das distribuidoras que incluem custos de aquisição de energia elétrica para revenda, encargos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs): Usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 3 MW e até 30 MW.

Poder Concedente: Governo Federal.

Proinfa: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores.

RAP (Receita Anual Permitida): receita autorizada pela ANEEL, mediante Resolução, pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão. Receita anual a que a concessionária tem direito a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

Rede Básica: Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, com tensão igual ou superior à 230 kV conforme Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.

Rede de Distribuição: Rede destinada à distribuição de energia elétrica em uma zona de consumo delimitada.

Rede de Transmissão: Rede ou sistema para transmissão de energia elétrica entre regiões ou entre países para alimentação de redes subsidiárias.

RTA: reajuste tarifário anual.

RTE: reajuste tarifário extraordinário.

RTP: revisão tarifária periódica.

SIN: Sistema Interligado Nacional. Sistema composto pela Rede Básica e demais instalações de transmissão que interliga as unidades de geração e distribuição no Brasil.

Subestação: Conjunto de equipamentos de manobras, controle, proteção e/ou transformação, que ligam, alteram e/ou regulam a tensão em sistema de transmissão e distribuição.

Tag along: Direito de alienação de ações conferido a acionistas minoritários, ao mesmo preço dos acionistas controladores, em caso de alienação de ações realizada pelos mesmos.

Transmissão: Sistema de linhas de alta tensão que transporta energia elétrica a longas distâncias com nível de tensão igual ou superior a 69 kV, interligando subestações.

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, reajustada anualmente pela Aneel.

Usina Hidroelétrica ou UHE: Unidade geradora que transforma energia potencial da água acumulada no reservatório em eletricidade.

Usina Termoelétrica ou UTE: Unidade de geração que utiliza a energia térmica proveniente da queima de combustível, tais como: carvão, óleo, gás natural, diesel e outro hidro carbono como fonte de energia para impulsionar o gerador de eletricidade.

Usina Termoelétrica a Biomassa: gerador termoelétrico que usa a combustão de material orgânico para a produção de energia.

11. 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 2021. 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	20
PASSIVO	21
DRE	22
DRA	23
DMPL	24
FLUXO DE CAIXA	25
DVA	26
(1) CONTEXTO OPERACIONAL	27
(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	31
(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS	33
(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO	46
(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	46
(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS	47
(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS	47
(8) TRIBUTOS A COMPENSAR	49
(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL	51
(10) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS	52
(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO	55
(12) OUTROS ATIVOS	56
(13) INVESTIMENTOS	57
(14) IMOBILIZADO	65
(15) ATIVO CONTRATUAL	66
(16) INTANGÍVEL	67
(17) FORNECEDORES	69
(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	70
(19) DEBÊNTURES	73
(20) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA	75
(21) TAXAS REGULAMENTARES	83
(22) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER	83
(23) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS	84
(24) OUTRAS CONTAS A PAGAR	86
(25) PATRIMÔNIO LÍQUIDO	86
(26) LUCRO POR AÇÃO	88
(27) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	89
(28) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA	90
(29) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	90
(30) RESULTADO FINANCEIRO	91
(31) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO	91
(32) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS	92
(33) SEGUROS	93
(34) GESTÃO DE RISCOS	94
(35) INSTRUMENTOS FINANCEIROS	96
(36) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA	103
(37) COMPROMISSOS	103
(38) EVENTOS SUBSEQUENTES	103



CPFL Energia S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	8.287	395.745	2.199.952	3.918.796
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	585.858	1.872.079
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	5.425.177	5.206.854
Estoques		-	-	150.867	96.182
Dividendo e juros sobre o capital próprio	13	87.081	1.166.469	134.613	80.647
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	67	3.464	97.083	87.779
Outros tributos a compensar	8	13.905	4.600	375.680	337.266
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	-	-	1.288.824	-
Derivativos	34	-	-	357.350	744.660
Ativo financeiro setorial	9	-	-	2.373.727	558.884
Ativo contratual	15	-	-	845.025	24.833
Outros ativos	12	662	281	1.718.346	883.824
Total do circulante		110.002	1.570.560	15.552.504	13.811.803
Não circulante					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	259.173	828.314
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	32	168.943	472.775	-	-
Depósitos judiciais	23	646	399	858.981	764.760
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	411	-	117.332	35.415
Outros tributos a compensar	8	-	-	286.498	218.650
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1			7.936.570	150.329
Ativo financeiro setorial	9	-	-	816.748	108.908
Derivativos	34	-	-	990.491	1.340.113
Créditos fiscais diferidos	10	2.178	25.080	231.594	585.869
Ativo financeiro da concessão	11	-	-	13.281.686	10.347.567
Investimentos em instrumentos patrimoniais		-	-	116.654	116.654
Outros ativos	12	2.159	3.059	199.500	172.140
Investimentos	13	14.940.841	13.182.704	1.202.944	1.015.918
Imobilizado	14	1.515	2.140	8.754.616	8.797.903
Intangível	16	440	3.783	9.673.609	8.969.637
Ativo contratual	15	-	-	5.840.981	1.842.905
Total do não circulante		15.117.133	13.689.941	50.567.374	35.295.081
Total do ativo		15.227.134	15.260.501	66.119.878	49.106.884

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Circulante					
Fornecedores	17	1.840	3.237	4.269.598	3.909.517
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	2.246.711	2.797.195
Debêntures	19	-	-	1.788.125	1.191.270
Entidade de previdência privada	20	-	-	604.254	199.803
Taxas regulamentares	21	-	-	551.966	108.371
Imposto de renda e contribuição social a recolher	22	10.880	8.443	288.412	91.470
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	22	5.542	472	886.864	873.752
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	32	-	-	-	2.409.545
Dividendo		22.118	874.954	100.478	906.852
Obrigações estimadas com pessoal		-	-	165.074	133.429
Derivativos	34	4.018	-	5.067	1.354
Passivo financeiro setorial	9	-	-	-	41.514
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	2.046	19.946
Uso do bem público		-	-	16.212	12.573
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	-	-	58.606	-
Outras contas a pagar	24	19.169	23.212	1.930.303	1.709.358
Total do circulante		63.568	910.317	12.913.717	14.405.951
Não circulante					
Fornecedores	17	-	-	408.082	456.658
Empréstimos e financiamentos	18	-	-	12.216.158	8.624.840
Debêntures	19	-	-	6.164.877	6.257.032
Entidade de previdência privada	20	-	-	2.860.176	2.759.826
Imposto de renda e contribuição social a recolher	22	-	-	232.603	165.900
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	22	-	-	6.092	839
Débitos fiscais diferidos	10	-	-	958.545	767.807
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	23	106	114	1.035.364	616.136
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	32	-	400.025	2.518.150	-
Derivativos	34	-	-	86.196	-
Passivo financeiro setorial	9	-	-	-	185.592
Provisões para desmobilização e gastos ambientais		-	-	152.812	184.955
Uso do bem público		-	-	141.118	112.055
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	-	-	9.145.520	114.484
Outras contas a pagar	24	17.259	14.266	474.591	219.032
Total do não circulante		17.364	414.406	36.400.283	20.465.155
Patrimônio líquido					
Capital social	25	9.388.071	9.388.071	9.388.071	9.388.071
Reserva de capital		(1.646.145)	(1.643.775)	(1.646.145)	(1.643.775)
Reserva legal		1.455.685	1.218.283	1.455.685	1.218.283
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		4.072.689	5.803.185	4.072.689	5.803.185
Dividendo		3.735.932	865.248	3.735.932	865.248
Resultado abrangente acumulado		(1.860.030)	(1.695.235)	(1.860.030)	(1.695.235)
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		15.146.202	13.935.777	15.146.202	13.935.777
Total do patrimônio líquido		15.146.202	13.935.777	16.805.879	14.235.778
Total do passivo e do patrimônio líquido		15.227.134	15.260.501	66.119.878	49.106.884

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Receita operacional líquida				
Custo do serviço				
Custo com energia elétrica	28	-	-	(23.107.257)
Custo com operação		-	-	(3.322.199)
Depreciação e amortização		-	-	(1.335.080)
Outros custos com operação	29	-	-	(1.987.119)
Custo com serviço prestado a terceiros	29	-	-	(3.523.210)
				(2.564.593)
Lucro operacional bruto		45	(3.986)	9.257.482
Despesas operacionais				
Despesas com vendas		-	-	(793.611)
Depreciação e amortização		-	-	(9.108)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		-	-	(338.707)
Outras despesas com vendas	29	-	-	(445.796)
Despesas gerais e administrativas		(36.324)	(47.041)	(1.084.757)
Depreciação e amortização		(406)	(424)	(109.033)
Outras despesas gerais e administrativas	29	(35.918)	(46.617)	(975.724)
Outras despesas operacionais		-	-	(492.979)
Amortização de intangível da concessão		-	-	(298.193)
Outras despesas operacionais	29	-	-	(194.786)
Resultado do serviço		(36.278)	(51.027)	6.886.135
Resultado de participações societárias	13	4.827.338	3.816.429	521.805
Resultado antes do resultado financeiro		4.791.060	3.765.402	7.407.940
Resultado financeiro	30			5.113.316
Receitas financeiras		39.033	(9.810)	1.125.153
Despesas financeiras		(22.582)	695	(1.917.634)
		16.451	(9.115)	(792.482)
Lucro antes dos tributos		4.807.511	3.756.287	6.615.458
Contribuição social	10	(14.200)	(29.630)	(477.563)
Imposto de renda	10	(45.262)	(83.508)	(1.284.145)
		(59.462)	(113.138)	(1.761.708)
Lucro líquido do exercício		4.748.049	3.643.149	4.853.751
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				4.748.049
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores				105.702
Lucro por ação atribuído aos acionistas controladores - R\$	26			4,12
				3,16

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 2021 e 2020
(Em milhares de reais)

	Controladora	
	2021	2020
Lucro líquido do exercício	4.748.049	3.643.149
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Resultado abrangente do período reflexo sobre os investimentos da Companhia	(136.530)	(401.223)
Resultado abrangente do exercício	4.611.519	3.241.926
	Consolidado	
	2021	2020
Lucro líquido do exercício	4.853.751	3.706.986
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (Perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(130.519)	(397.979)
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	(35.396)	(3.244)
Resultado abrangente consolidado do exercício	4.687.836	3.305.763
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	4.611.519	3.241.926
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	76.317	63.837

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 2021 e 2020
(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de lucros			Resultado abrangente acumulado			Participação de acionistas não controladores			
				Reserva estatutária / 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	
	9.388.081	(1.640.962)	1.036.125	4.046.305	1.433.295		355.049	(1.623.514)	-	12.994.381	8.278	280.578	13.283.238
Saldos em 31 de dezembro de 2019													
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	(401.223)	3.643.149	3.241.926	-	63.837	3.305.763
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	3.643.149	3.643.149	-	63.837	3.706.986
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	(3.244)	-	(3.244)	-	-	(3.244)
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(397.979)	-	(397.979)	-	-	(397.979)
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	182.157	1.756.880	-	(25.547)	-	(1.913.490)	-	(1.777)	1.670	(107)	
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	(38.707)	-	38.707	-	(2.693)	2.693	-	
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	13.161	-	(13.161)	-	916	(916)	-	
Constituição da reserva legal	-	-	182.157	-	-	-	-	(182.157)	-	-	-	-	
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	1.756.880	-	-	-	(1.756.880)	-	-	-	-	
Outras movimentações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(107)	(107)	
Transações de capital com os acionistas	(10)	(2.813)	-	-	(568.047)	-	-	(1.729.659)	(2.300.529)	-	(52.586)	(2.353.116)	
Custo na emissão de ações	(10)	-	-	-	-	-	-	-	(10)	-	-	(10)	
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	(2.813)	-	-	-	-	-	-	(2.813)	-	4.079	1.266	
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	865.248	-	-	(865.248)	-	-	-	-	
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	837	837	-	-	837	
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	(1.433.295)	-	-	(865.248)	(2.298.543)	-	(56.665)	(2.355.208)	
Saldos em 31 de dezembro de 2020	9.388.071	(1.643.775)	1.218.283	5.803.185	865.248	329.502	(2.024.737)	-	13.935.777	6.501	293.499	14.235.778	
Saldos em 31 de dezembro de 2020	9.388.071	(1.643.775)	1.218.283	5.803.185	865.248	329.502	(2.024.737)	-	13.935.777	6.501	293.499	14.235.778	
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	(136.530)	4.748.049	4.611.519	-	76.317	4.687.836	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	4.748.049	4.748.049	-	105.702	4.853.751	
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	(35.396)	-	(35.396)	-	-	(35.396)	
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(101.134)	-	(101.134)	-	(29.385)	(130.519)	
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	237.402	-	-	(28.265)	-	(209.137)	-	(1.777)	1.565	(212)	
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	(42.826)	-	42.826	-	(2.693)	2.693	-	
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	14.561	-	(14.561)	-	916	(916)	-	
Constituição da reserva legal	-	-	237.402	-	-	-	-	(237.402)	-	-	-	-	
Outras movimentações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(212)	(212)	
Transações de capital com os acionistas	-	(2.370)	-	(1.730.496)	2.870.684	-	-	(4.538.912)	(3.401.094)	-	1.283.570	(2.117.524)	
Combinacão de negócios (nota 13.4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.370.307	1.370.307	
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	(2.370)	-	-	-	-	-	-	(2.370)	-	2.370	-	
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	3.735.932	-	-	(3.735.932)	-	-	-	-	
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	1.020	1.020	-	-	1.020	
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	(1.730.496)	(865.248)	-	-	-	(2.595.744)	-	(89.107)	(2.684.851)	
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(804.000)	(804.000)	-	-	(804.000)	
Saldos em 31 de dezembro de 2021	9.388.071	(1.646.145)	1.455.685	4.072.689	3.735.932	301.237	(2.161.267)	-	15.146.202	4.724	1.654.952	16.805.879	

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 2021 e 2020
(Em milhares de reais)

	Controladora	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021
	31/12/2020		31/12/2020
Lucro antes dos tributos	4.807.511	3.756.287	6.615.458
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			4.797.341
Depreciação e amortização	406	424	1.751.414
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.003	153	274.151
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	338.707
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	(26.185)	(11.947)	319.659
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	-	-	248.754
Equivalência patrimonial	(4.827.338)	(3.816.429)	(521.805)
Perda (ganho) na baixa de não circulante	-	-	157.049
Repactuação do risco hidrológico	-	-	(189.949)
Outros	-	-	(37.666)
	(44.603)	(71.512)	8.955.772
			7.192.272
Redução (aumento) nos ativos operacionais			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(246.053)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	5.336.292	3.288.899	296.524
Tributos a compensar	5.808	69.877	14.105
Depósitos judiciais	(241)	60	23.191
Ativo financeiro setorial	-	-	(2.326.727)
Contas a receber - CDE	-	-	(47.374)
Adições de ativo de transmissão	-	-	(396.522)
Adiantamento a fornecedores	-	-	79.511
Ordens em curso	-	1	(133.821)
Outros ativos operacionais	5.597	1.372	(35.422)
			(146.408)
Aumento (redução) nos passivos operacionais			
Fornecedores	(1.397)	(1.461)	251.681
Outros tributos e contribuições sociais	1.431	(24.724)	91.861
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(391.177)
Taxas regulamentares	-	-	443.595
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(1.017)	(167)	(219.082)
Passivo financeiro setorial	-	-	(588.364)
Contas a pagar - CDE	-	-	(37.250)
Outros passivos operacionais	(1.050)	(4.932)	244.464
	5.300.820	3.257.413	5.978.913
			7.840.819
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações			
Encargos de dívidas e debêntures pagos	-	-	(651.960)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(18.588)	(62.250)	(1.465.362)
	5.282.232	3.195.163	3.861.591
			6.361.433
Atividades de investimento			
Redução (Aumento) de capital em investidas	-	(94)	-
Valor pago em combinações de negócios, líquido do caixa adquirido	-	-	(2.191.595)
Aquisições de imobilizado	-	(314)	(537.562)
Adições de ativo contratual	-	-	(3.027.732)
Adições e construções de intangível	(1.515)	(3.689)	(37.917)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	-	(350)	(307.497)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	-	-	1.676.049
Adiantamento para futuro aumento de capital	(1.350.000)	(1.122.000)	-
Mútuos concedidos a controladas e coligadas	-	(499.445)	-
Recebimentos de mútuos com controladas e coligadas	320.383	461.065	-
Outros	-	-	219.737
	(1.031.132)	(1.164.827)	(4.206.517)
			(3.123.532)
Atividades de financiamento			
Custo na emissão de ações	-	(10)	-
Redução (Aumento) de participação societária em investimento já existente	-	-	(5.869)
Captação de empréstimos e debêntures	-	-	6.121.146
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	-	-	4.665.557
Liquidação de operações com derivativos	26.980	-	(3.996.902)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(4.251.559)	(2.068.489)	800.334
Captações de mútuos entre coligadas, controladas e controladora	-	400.000	919.188
Amortizações de mútuos entre coligadas, controladas e controladora	(413.978)	-	(4.298.495)
	(4.638.557)	(1.668.499)	(2.116.379)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento			(1.256.269)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(387.457)	361.836	(1.718.844)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	395.745	33.909	3.918.795
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	8.287	395.745	3.918.796

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 2021 e 2020
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
1 - Receita				
1.1 Receita de venda de energia e serviços	(3.266)	29	56.544.894	45.489.994
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	50	(3.974)	53.028.427	42.790.123
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	(3.316)	4.003	543.076	354.556
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	3.312.656	2.572.653
	-	-	(339.265)	(227.338)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(6.432)	(18.672)	(31.433.849)	(24.968.852)
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(25.618.449)	(20.492.383)
2.2 Material	(157)	(369)	(2.510.615)	(1.768.469)
2.3 Serviços de terceiros	(3.580)	(15.333)	(2.293.049)	(1.879.239)
2.4 Outros	(2.695)	(2.970)	(1.011.736)	(828.760)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	(9.698)	(18.644)	25.111.046	20.521.142
4 - Retenções	(406)	(424)	(1.759.502)	(1.674.246)
4.1 Depreciação e amortização	(406)	(424)	(1.461.309)	(1.386.521)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(298.193)	(287.725)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	(10.104)	(19.067)	23.351.544	18.846.896
6 - Valor adicionado recebido em transferência	4.882.090	3.831.850	1.716.691	1.410.521
6.1 Receitas financeiras	54.752	15.420	1.194.886	1.000.914
6.2 Equivalência patrimonial	4.827.338	3.816.429	521.805	409.606
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	4.871.987	3.812.782	25.068.235	20.257.417
8 - Distribuição do valor adicionado				
8.1 Pessoal e encargos	21.368	26.872	1.731.008	1.540.262
8.1.1 Remuneração direta	9.691	11.378	928.562	833.122
8.1.2 Benefícios	10.771	13.860	724.349	643.223
8.1.3 F.G.T.S	906	1.633	78.097	63.918
8.2 Impostos, taxas e contribuições	79.692	143.180	16.435.877	13.626.127
8.2.1 Federais	79.607	143.097	8.294.676	6.790.013
8.2.2 Estaduais	85	83	8.100.367	6.799.248
8.2.3 Municipais	-	-	40.834	36.866
8.3 Remuneração de capital de terceiros	22.878	(419)	2.047.600	1.384.042
8.3.1 Juros	22.580	(714)	1.950.005	1.278.573
8.3.2 Aluguéis	298	295	97.595	105.469
8.4 Remuneração de capital próprio	4.748.049	3.643.149	4.853.751	3.706.986
8.4.1 Dividendo (inclui dividendo adicional proposto)	4.539.932	1.730.536	4.629.039	1.789.543
8.4.2 Lucros retidos	208.117	1.912.613	224.712	1.917.443
	4.871.987	3.812.782	25.068.235	20.257.417

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 2021 E 2020

(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 Rua Jorge Figueiredo Corrêa, nº 1.632, Jardim Professora Tarcília, CEP 13087-397 – 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	4.776	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	1.869	30 anos	Outubro de 2028
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	381	3.030	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	487	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta e indireta 100%	(b)	(b)	(b)	(b)
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo	n/a	n/a	n/a
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% (c)	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% (a)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	38

Transmissão de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)
CPFL Transmissão de Energia Piracicaba Ltda ("CPFL Piracicaba")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo
CPFL Transmissão de Energia Morro Agudo Ltda ("CPFL Morro Agudo")	Sociedade limitada	Indireta 100%	São Paulo
CPFL Transmissão de Energia Maracanaú Ltda ("CPFL Maracanaú")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Ceará
CPFL Transmissão de Energia Sul I Ltda ("CPFL Sul I")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Santa Catarina
CPFL Transmissão de Energia Sul II Ltda ("CPFL Sul II")	Sociedade limitada	Indireta 100%	Rio Grande do Sul
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T ("CPFL Transmissão") (d)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 66,08%	Rio Grande do Sul
Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (TESB)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 62,26%	Rio Grande do Sul

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	Direta 100%
CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda ("CPFL Cone Sul")	Sociedade limitada	Comercialização de energia e participação no capital social de outras companhias	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda ("CPFL Planalto")	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista de Energia Ltda ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Indireta 100%
Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Industria 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 de Infraestrutura Ltda ("CPFL Infra")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de infraestrutura e frota	Direta 100%
Nect Servicos Administrativos de Recursos Humanos Ltda ("CPFL Pessoas")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de recursos humanos	Direta 100%
Nect Servicos Administrativos Financeiros Ltda ("CPFL Finanças")	Sociedade limitada	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%
Nect Servicos Adm de Suprimentos E Logistica Ltda ("CPFL Supre")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de suprimentos e logística	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 S.A. ("CPFL Total")	Sociedade por ações de capital fechado	Serviços de arrecadação e cobrança	Indireta 100%
CPFL Eficiência Energética Ltda ("CPFL Eficiência")	Sociedade limitada	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL Geração Distribuída de Energia Ltda ("CPFL GD")	Sociedade limitada	Comercialização e 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 Telecomunicações Ltda ("CPFL Telecom")	Sociedade limitada	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
Alesta Sociedade de Crédito Direto S.A. ("Alesta")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços financeiros	Direta 100%

- a) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- b) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná, Rio Grande do Sul e Goiás, 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 2021, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 108 empreendimentos com 3,1 GW de capacidade instalada (3.090,4 MW em operação), sendo:
- ☒ Geração de energia hidrelétrica: 47 pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas – PCHs/CGHs (485 MW) com 46 PCHs/CGHs em operação (457,1 MW) e 1 PCH em construção (28 MW), 3 usinas hidroelétricas – UHEs em operação (848 MW - 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas, 25,01% da BAESA - Energética Barra Grande S.A. "BAESA" e 100% de Rio do Peixe);
 - ☒ Geração de energia eólica: 49 empreendimentos em operação (1.390,2 MW);
 - ☒ Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (394 MW);
 - ☒ Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW).
- c) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- d) A Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica- CEEE-T ("CPFL Transmissão") é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de linhas de transmissão de energia elétrica. O término desta concessão de acordo com o último contrato firmado está previsto 31 de março de 2051. A CPFL Transmissão possui como controlada direta a Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. ("TESB") com 94,22% de participação, e consolida suas

demonstrações financeiras de forma integral. A TESB tem como objeto social a exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestado mediante a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão, linhas e subestações pelo prazo de 30 anos. O término desta concessão está previsto para 27 de julho de 2041. O Grupo CPFL assumiu o controle da CPFL Transmissão em 14 de outubro de 2021, para mais detalhes vide nota 13.4.1.

1.1 Impactos do COVID-19

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou que o coronavírus (COVID-19) é uma pandemia. O surto desencadeou decisões significativas de governos e entidades do setor privado, que somadas ao impacto potencial do surto à época, aumentaram de certa forma o grau de incerteza para os agentes econômicos e podem gerar impactos nas demonstrações financeiras. As principais economias do mundo e os principais blocos econômicos vêm estudando e implementando pacotes de estímulos econômicos para minimizar impactos econômicos que o COVID -19 vem provocando e ainda possa provocar.

A Administração tem avaliado de forma constante o impacto do surto nas operações e na posição patrimonial e financeira do Grupo, com o objetivo de implementar medidas apropriadas para mitigar os impactos nas operações. Até a data de autorização para emissão dessas demonstrações financeiras, as seguintes medidas foram tomadas e os principais assuntos que estão sob monitoramento constante estão listados a seguir:

- ☒ Implementação de medidas temporárias no quadro de funcionários, tais como planos de home office, adequação dos espaços coletivos para evitar aglomerações, e demais medidas aplicáveis, relacionadas à saúde;
- ☒ Negociação com fornecedores de equipamentos para avaliação de prazos de entregas tendo em vista o cenário da pandemia, sem que haja, até o momento, indicativos de riscos relevantes de atraso que possam impactar nas operações;
- ☒ Avaliação das condições contratuais com instituições financeiras relacionadas a empréstimos e financiamentos e pagamento com fornecedores, para mitigar eventuais riscos de liquidez;
- ☒ Monitoramento das variações de indexadores de mercado que poderiam afetar empréstimos, financiamentos e debêntures;
- ☒ Avaliação de eventuais renegociações com clientes, em função de retração macroeconômica. Tais renegociações estão sendo direcionadas, em sua maioria, através de deslocamentos temporais nas quantidades contratadas;
- ☒ Monitoramento de redução do mercado faturado pelo fechamento, assim como a retomada após as medidas de flexibilização, de estabelecimentos comerciais e industriais decorrente das medidas de enfrentamento à pandemia;
- ☒ Monitoramento de sobrecontratação das distribuidoras do Grupo em função da redução da carga e consequentes sobras de energia superiores aos 5% previstos nos requisitos regulatórios;
- ☒ Monitoramento da inadimplência, especialmente sob a luz da suspensão dos cortes por inadimplência para as subclasses residenciais de baixa renda a partir de 1 de abril até 30 de junho de 2021, o qual foi prorrogado até 30 de setembro de 2021, conforme REN nº 936 da ANEEL. Além de regras específicas a serem atendidas para que possam ser efetuados os cortes nas demais classes consumidoras e restrições na cobrança de multa e juros por inadimplência.

Devido à relevância dos potenciais impactos mencionados, as autoridades do Setor Elétrico Brasileiro, em especial o Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANEEL, adotaram algumas medidas durante o período:

- ☒ Isenção aos consumidores de baixa renda com consumo mensal de até 220 quilowatt-hora (kWh/mês) do pagamento da conta de energia elétrica, no período entre 1º de abril a 30 de junho de 2020, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, custeada por meio de aportes da União ao fundo setorial CDE, conforme previsto na Medida Provisória nº 949, de 8 de abril de 2020.
- ☒ Reconhecimento das sobras resultantes da redução de carga das distribuidoras, decorrente dos efeitos da pandemia de COVID 19, como exposição contratual involuntária, a ser regulamentada pela ANEEL, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e no Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- ☒ Criação da Conta COVID por meio da Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020 e regulamentada por meio do Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, e da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020.

A Conta COVID destinou-se a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas, total ou parcialmente, às concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes: i) aos efeitos da sobrecontratação de abril a dezembro de 2020; ii) à constituição da Conta de

Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA entre a data de homologação do último processo tarifário e dezembro de 2020; iii) à neutralidade dos encargos setoriais de abril a dezembro de 2020; iv) à postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data, enquanto perdurarem os efeitos da postergação; v) saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e vi) antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”.

A disponibilização de tais recursos (exceto para o item “iv” apresentado acima) foi limitada aos efeitos da pandemia estimados pela ANEEL para cada distribuidora, sendo: i) redução de faturamento e de arrecadação, até dezembro de 2020, decorrentes dos efeitos do estado de calamidade pública; e ii) valores estimados de diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A.

A CCEE contratou a operação de crédito para aportar recursos à Conta COVID e efetuou o repasse às distribuidoras até janeiro de 2021, conforme a necessidade declarada por elas individualmente, limitada aos valores homologados pela ANEEL. O pagamento dos recursos provenientes da operação de crédito está sendo feito por meio de encargo, denominado CDE COVID, homologado pela ANEEL e cobrado dos consumidores a partir dos processos tarifários de 2021 durante o tempo necessário para a quitação da referida operação.

Em julho de 2020 as distribuidoras do Grupo declararam suas necessidades por meio de protocolo digital juntamente com o Termo de Aceitação constante do Anexo I da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, considerando os itens “I” a “III” citados acima em valor máximo equivalente à soma das reduções de faturamento e de arrecadação decorrente dos efeitos da calamidade pública, até dezembro de 2020, estimados pela ANEEL e constantes do Anexo II da mesma Resolução.

O efeito financeiro e econômico para o Grupo ao longo dos próximos meses dependerá do desfecho da crise e seus impactos macroeconômicos. O Grupo continuará monitorando constantemente os efeitos da crise e os impactos nas suas operações e nas demonstrações financeiras.

Reequilíbrio econômico financeiro

Em decorrência dos efeitos das medidas restritivas adotadas pelo governo para conter o avanço da pandemia, as distribuidoras do Grupo, assim como outras concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sofreram impactos extraordinários e imediatos, sendo os principais a queda da receita em função da retração do mercado consumidor e redução da arrecadação pelo aumento da inadimplência.

Considerando os efeitos da pandemia e, tendo como base o contrato de concessão entre as Distribuidoras do Grupo e o Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, assim como os artigos 9º e 10 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dentre outras previsões legais aplicáveis, as Distribuidoras do Grupo possuem o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, de forma que, em uma situação em que ônus gerados por eventos alheios à gestão dos riscos inerentes à operação, tais como, mas sem se limitar, a eventos categorizados como caso fortuito ou força maior, ou mesmo determinações do Poder Concedente que impactem a Companhia e suas controladas, devem ser resarcidos à Companhia e suas controladas para reequilibrar a saúde econômico-financeira do contrato de concessão.

O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, que regulamenta a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, prevê a análise pela ANEEL, em processo administrativo específico, da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, mediante solicitação das interessadas. Nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 885, de 23 de junho de 2020, a Agência, instaurou segunda fase da Consulta Pública nº 35 de 2020 (“CP35/2020”) no período entre 18 de agosto e 05 de outubro de 2020, com o objetivo de regular a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica.

Em continuidade ao processo de definição da regulamentação do restabelecimento do equilíbrio econômico das concessionárias distribuidoras durante a pandemia, a ANEEL abriu a 3ª Fase da Consulta Pública nº 35 no fim de 2020, na qual também foi discutido sobre as regras de alocação dos custos do empréstimo da Conta Covid e da sobrecontratação involuntária para o ano civil de 2020, reflexo do cenário de pandemia.

Concluída a terceira e última fase da CP35/2020, a Agência definiu as metodologias referentes à sobrecontratação involuntária de 2020, ao reequilíbrio econômico em função da queda de mercado e aumento da inadimplência durante a pandemia, bem como sobre o rateio do custo financeiro da Conta COVID, consubstanciadas na Resolução Normativa ANEEL nº 952, de 23 de novembro de 2021. O Grupo CPFL continua analisando os impactos causados pela pandemia às distribuidoras do Grupo e definirá quanto à necessidade de solicitar a recomposição do equilíbrio econômico em até 60 dias após a publicação, pela

ANEEL, da projeção da receita irrecuperável realizada nos meses de março a dezembro de 2020, conforme definido no parágrafo 7 do Submódulo 2.10 do PRORET, homologado por meio da referida resolução normativa. Ademais, foi estimada e registrada a parcela do custo financeiro da Conta COVID a ser alocada às distribuidoras do Grupo CPFL nos processos tarifários de 2022.

(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 também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP).

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, e somente elas, 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 14 de março de 2022.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e 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 35 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 podem divergir dos 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 7 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados);
- Nota 8 – Tributos a compensar (Critérios e premissas sobre a exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS);
- Nota 9 – Ativo e passivo financeiro setorial (Critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens);

- Nota 10 – Créditos e débitos fiscais diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos, vide nota 35);
- Nota 12 – Outros ativos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 13.4 - Combinação de negócios (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 14 – Imobilizado (aplicação das vidas úteis estimadas e principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 15 – Ativo contratual (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 16 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 18 – Empréstimos e financiamentos (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 19 – Debêntures (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 20 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 22 - Impostos, taxas e contribuições a recolher (incertezas sobre os tributos sobre o lucro);
- Nota 23 – 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 35 – Instrumentos Financeiros - derivativos (principais premissas para determinação do valor justo).

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 atividades de: (i) distribuição de energia elétrica (“Distribuição”); (ii) geração de energia elétrica (“Geração”); (iii) transmissão de energia elétrica (“Transmissão”); (iv) comercialização de energia (“Comercialização”); (v) prestação de serviços (“Serviços”); e (vi) outras atividades não relacionadas nos itens anteriores.

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) a participação minoritária na controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado, subsidiárias não integrais da CPFL Renováveis, CPFL Transmissão e TESB.

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.

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.

A determinação da composição de caixa e equivalentes de caixa da Companhia tem como objetivo a manutenção de caixa suficiente que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto e longo prazo, mantendo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores.

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 como ativo contratual, desde a data de sua construção até a completa finalização das obras e melhorias, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, de modo que, quando em operação, sejam reclassificados nas demonstrações financeiras de ativo contratual para as rubricas de (i) ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) 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 27).

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 reflete 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 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. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização ao final do contrato de concessão.

A infraestrutura de transmissão é classificada como ativo contratual. O direito à contraprestação por bens e serviços está condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho, investimentos em construções e melhorias e não somente a passagem do tempo.

Com base nos Contratos de Concessão e em atendimento aos requisitos do Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente e o CPC 48 (IFRS 9) – Instrumentos Financeiros orientado pelo Ofício Circular nº 04 divulgado pela CVM em 1º de dezembro de 2020, a Companhia atribuiu margens para o reconhecimento de receitas de construção e de operação e manutenção da infraestrutura, bem como para a taxa utilizada para a remuneração dos contratos de concessão, que deve corresponder à taxa implícita remanescente de cada projeto, após alocação das respectivas margens.

Como atendimento aos requisitos contábeis e conforme suas políticas contábeis, esclarece que:

- i. Atribuiu margens esperadas de construção entre 5,1% e 7,8%, antes dos impostos, e de operação e manutenção entre 7% e 45% no início de cada projeto para o reconhecimento das respectivas receitas. Em relação aos contratos indenizatórios por se tratar exclusivamente de indenização e não construção de ativos, não são reconhecidas margens.
- ii. A atualização monetária do ativo contratual reconhecida pela taxa implícita é estabelecida no início de cada projeto após a alocação das margens de construção e de operação. A taxa implícita que remunera o ativo de contrato varia entre 4% a.a. e 18% a.a.
- iii. A companhia monitora o retorno dos seus investimentos de transmissão e atualmente a taxa nominal antes dos impostos esperada para seus projetos varia entre 12% a.a e 16% a.a

3.3 Instrumentos financeiros

□ 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:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR): 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 *impairment*. As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e *impairment* 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 (VJORA): 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 *impairment* que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. O Grupo não detém ativos financeiros desta classificação.

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). O Grupo não detém ativos financeiros desta classificação.

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:

- o é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- o 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:

- o 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
- o 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 35). No reconhecimento inicial, o Grupo pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

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.

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 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 é 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 resarcimento 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.

Para as dívidas contratadas a partir do primeiro trimestre de 2020, devido à características na época das contratações, o Grupo reconheceu os ganhos ou as perdas decorrentes dos empréstimos em moeda estrangeira mensurados a valor justo no resultado. Vide nota explicativa 18.

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 35.

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 Estoques

Os estoques são mensurados pelo menor valor entre o custo e o valor realizável líquido e são segregados em diferentes naturezas, de acordo com o CPC 16 / IAS 2. A valorização do custo dos estoques é feita pelo método do custo médio.

3.5 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 reposto. 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 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.

3.6 Intangível e Ativo Contratual

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 reflete 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 3.5.

- (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.

Repactuação do risco hidrológico (Generation Scaling Factor - GSF)

Em 9 de setembro de 2020 foi publicada a Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, (ii) às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e (iii) por geração fora da ordem de mérito e importação. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 1º de dezembro de 2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão: (i) desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico.

Em 30 de março de 2021 foi publicada a REN nº 930, retificando o entendimento sobre o alcance dos benefícios e concedendo compensação aos geradores que repactuaram a energia do ambiente de contratação regulada (ACR) para os anos de 2012 a 2014.

Após publicação da REN nº 930/2021, o Tribunal de Contas da União (TCU) apresentou representação solicitando esclarecimentos por parte da ANEEL e determinando a abstenção da prática de qualquer ato decorrente da REN nº 930/2021, inclusive quanto a homologar valores de compensação ou estender prazo de outorga de usinas integrantes do MRE que aderirem ao art. 2º da Lei nº 14.052/2020, até que fosse analisado o mérito da representação.

Em 13 de julho de 2021, porém, foi sancionada a Lei nº 14.182/2021 que deu nova redação a Lei nº 13.203/2015, ampliando o cálculo do prazo de extensão de outorga das usinas que repactuaram o risco hidrológico e incluindo as usinas estruturantes no cálculo da compensação financeira e extensão de outorga.

Considerando a repactuação do risco hidrológico, a Administração exerceu seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do CPC 04 tendo em vista tratar-se de um ativo intangível relacionado ao direito de outorga decorrente de compensação por custos incorridos. Adicionalmente considerando-se também por analogia condições previstas no referido CPC 04, o ativo que pode ser constituído pela repactuação do risco não hidrológico, é reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa da Companhia, e tendo como base os parâmetros que são determinados pela regulamentação da ANEEL, considerando os fluxos futuros esperados nesse novo período de

concessão, bem como os valores das compensações calculados pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE. Tais montantes são transformados pela Aneel em extensão do prazo da outorga.

Essa compensação aos geradores hidroelétricos que ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração, é reconhecida como um intangível em contrapartida a compensação de custos com energia elétrica. Vide notas explicativas 13.1, 16.2 e 28.

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

2 Ativos financeiros

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 para a definição de um percentual de perda baseado em suas taxas de inadimplência historicamente observadas ao longo da vida estimada do 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 / CPC 48 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da 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:

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

As perdas por *impairment* relacionadas à consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecidas 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*.

3.8 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.

3.9 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.

3.10 Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir a parcela do lucro estabelecida no Estatuto Social como dividendo obrigatório, não podendo este ser inferior a 25% do lucro ajustado nos termos do inciso I do artigo 202 da lei 6404/76, ou se o Estatuto for omisso, distribuir metade do lucro ajustado conforme mesmo inciso supramencionado. 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.

Em 21 de maio de 2019, atualizada em 16 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Companhia aprovou uma Política de Dividendos que estabelece a distribuição de dividendo anual pela Companhia de, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei 6.404/76. Esta política estabelece fatores que influenciarão nos valores das distribuições, tais como a condição financeira da Companhia, perspectivas futuras, condições macroeconômicas, revisões e reajustes tarifários, mudanças regulatórias e a estratégia de crescimento da Companhia. Também destaca que certas obrigações constantes dos contratos financeiros podem limitar o valor a ser distribuído. A política aprovada possui natureza meramente indicativa, com o objetivo de sinalizar ao mercado o tratamento que a Companhia pretende dispensar à distribuição de dividendos, possuindo, portanto, caráter programático e não vinculativo à Companhia ou a seus órgãos sociais.

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.

3.11 Reconhecimento de receita

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, consequentemente 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:

- o 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.
- o Componente de financiamento: Refere-se aos juros reconhecidos pelo regime de competência sobre o montante a receber da receita de construção.
- o 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.

3.12 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 que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. 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 e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

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. 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 anualmente e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.13 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.

3.14 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, outros descontos tarifários, bem como os subsídios referentes os valores recebidos para compensar a Companhia por despesas incorridas (Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares - nota 27.3).

As subvenções recebidas referentes à compensação de descontos concedidos têm a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato nos termos do CPC 07.

As subvenções que visam compensar o Grupo por despesas incorridas são registradas em uma base sistemática durante os períodos em que as despesas correlatas são incorridas, a menos que as condições para o recebimento da subvenção sejam atendidas após o reconhecimento das despesas relacionadas. Nesse caso, a subvenção é reconhecida quando se torna recebível.

3.15 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:

- o **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
- o **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 previstos (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 previstos e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.16 Combinação de negócios

Combinações de negócios são registradas utilizando o método da aquisição quando o conjunto de atividades e ativos adquiridos atende à definição de um negócio e o controle é transferido para o Grupo. Ao determinar se um conjunto de atividades e ativos é um negócio, o Grupo avalia se o conjunto de ativos e atividades adquiridos inclui, no mínimo, um *input* e um processo substantivo que juntos contribuem, significativamente, para a capacidade de gerar *output*.

O Grupo tem a opção de aplicar um "teste de concentração" que permite uma avaliação simplificada se um conjunto de atividades e ativos adquiridos não é um negócio. O teste de concentração opcional é atendido se, substancialmente, todo o valor justo dos ativos brutos adquiridos estiver concentrado em um único ativo identificável ou grupo de ativos identificáveis similares.

A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é geralmente mensurada pelo valor justo, que é calculada 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.

3.17 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, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

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. Para as coligadas no momento da aquisição da participação.

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, Jaguari Geração, CPFL Renováveis, CPFL Eficiência, Alesta e CPFL Transmissão 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 Companhia na controlada, se aplicável. Ganhos não realizados oriundos de transações com investidas registradas por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia na investida. 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 13.5.

(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.

3.18 Mudanças nas principais políticas contábeis

O Grupo adotou inicialmente as alterações ao CPC 15/IFRS 3 sobre definição de um negócio, e alterações ao CPC48/IFRS 9, CPC 38/IAS 39, CPC 40/IFRS 7, CPC 11/IFRS 4 e CPC 06/IFRS 16 sobre Reforma da Taxa de Juros de Referência a partir de 1º de janeiro de 2021. Uma série de outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2021, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras do Grupo.

3.19 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

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 2021. O Grupo não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

(a) Contratos Onerosos – custos para cumprir um contrato (alterações ao CPC 25/IAS 37)

As alterações especificam quais os custos que uma entidade inclui ao determinar o custo de cumprimento de um contrato com o objetivo de avaliar se o contrato é oneroso. As alterações aplicam-se a períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2022 para contratos existentes na data em que as alterações forem aplicadas pela primeira vez. Na data da aplicação inicial, o efeito cumulativo da aplicação das alterações é reconhecido como um ajuste do saldo de abertura em lucros acumulados ou outros componentes do patrimônio líquido, conforme apropriado. Os comparativos não são reapresentados.

A Companhia está avaliando as alterações do pronunciamento, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras consolidadas.

(b) Determinação de estimativas contábeis (alterações ao CPC 23/IAS 8)

Em fevereiro de 2021, o IASB emitiu alterações ao IAS 8 (norma correlata ao CPC 23), no qual introduz a definição de 'estimativa contábeis'. As alterações esclarecem a distinção entre mudanças nas estimativas contábeis e mudanças nas políticas contábeis e correção de erros. Além disso, eles esclarecem como as entidades usam as técnicas de medição e inputs para desenvolver as estimativas contábeis.

As alterações serão vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023 e aplicarão para mudanças nas políticas e estimativas contábeis que ocorrerem em, ou após, o início desse período.

O Grupo está avaliando as alterações do pronunciamento, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras consolidadas.

(c) Divulgação de políticas contábeis (alterações ao CPC 26/IAS 1)

Em fevereiro de 2021, o IASB emitiu alterações ao IAS 1 (norma correlata ao CPC 26 (R1)) e IFRS *Practice Statement 2 Making Materiality Judgements*, no qual fornece guias e exemplos para ajudar entidades a aplicar o julgamento da materialidade para a divulgação de políticas contábeis. As alterações são para ajudar as entidades a divulgarem políticas contábeis que são mais úteis ao substituir o requerimento para divulgação de políticas contábeis significativas para políticas contábeis materiais e adicionando guias para como as entidades devem aplicar o conceito de materialidade para tomar decisões sobre a divulgação das políticas contábeis.

As alterações ao IAS 1 são aplicáveis para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023. Já que as alterações ao Practice Statement 2 fornece guias não obrigatórios na aplicação da definição de material para a informação das políticas contábeis, uma data para adoção desta alteração não é necessária.

A Companhia está avaliando as alterações do pronunciamento, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras consolidadas.

(d) Outras normas

Não se espera que as seguintes normas novas e alteradas tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo:

- o Alterações de aluguel relacionadas à COVID-19 (alteração ao CPC 06/IFRS 16).
- o Imobilizado: Receitas antes do uso pretendido (alterações ao CPC 27/IAS 16).

- o Classificação do Passivo em Circulante ou Não Circulante (Alterações ao CPC 26/IAS 1).

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.

O Grupo determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

- Imobilizado, intangível e ativo contratual

O valor justo dos itens do ativo imobilizado, do intangível e do ativo contratual 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. – Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 35) 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 também é utilizada para estabelecer a tarifa das distribuidoras 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 o valor original até o próximo processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Saldos bancários	332	9.789	916.324	481.532
Aplicações financeiras	7.954	385.957	1.283.628	3.437.264
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	7.954	-	13.827	703
Títulos de crédito privado (b)	-	385.957	1.195.745	3.320.840
Fundos de investimento (c)	-	-	74.055	115.721
Total	8.287	395.745	2.199.952	3.918.796

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

- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 716.939 (R\$ 2.595.585 em 31 de dezembro de 2020), e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 478.806 (R\$ 725.255 em 31 de dezembro de 2020). Todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 98,52% do CDI (99,67% do CDI em 31 de dezembro de 2020).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média de 101,4% do CDI (81,64% do CDI em 31 de dezembro de 2020), 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) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Através de fundos de investimentos (a)	474.169	308.482
Aplicação direta (b)	111.689	1.563.597
Total	585.858	1.872.079

- (a) Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira ("LF") e Letra Financeira do Tesouro ("LFT"), através de cotas de fundos de investimento, cuja remuneração equivalente, na média de 101,4% do CDI (81,64% do CDI em 31 de dezembro de 2020).
- (b) Em 2021 representa principalmente valores aplicados pela controlada indireta CPFL Transmissão em notas do tesouro nacional, série B (NTN-B) com remuneração de 100% do IPCA mais 6% a.a. de juros moratórios. Em 2020 representava títulos da dívida pública, LFT, cuja remuneração era equivalente, na média de 100% da SELIC.

(7) 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 2021 e 2020, é como segue:

	Saldos vincendos	Consolidado		Total		
		Vencidos até 90 dias	> 90 dias	31/12/2021	31/12/2020	
Circulante						
Classes de consumidores						
Residencial	1.218.868	775.069	108.630	2.102.567	1.683.354	
Industrial	171.791	82.924	93.788	348.504	355.145	
Comercial	299.529	104.812	37.709	442.050	374.824	
Rural	120.077	37.232	14.727	172.036	140.061	
Poder público	89.564	8.151	11.888	109.602	74.865	
Iluminação pública	139.769	7.213	3.439	150.422	84.902	
Serviço público	70.848	22.182	9.274	102.303	93.163	
Faturado	2.110.446	1.037.583	279.455	3.427.484	2.806.314	
Não faturado	1.356.948	-	-	1.356.948	1.554.563	
Parcelamento de débito de consumidores	261.255	75.635	49.350	386.240	330.529	
Operações realizadas na CCEE	470.376	14.276	25.438	510.090	411.718	
Concessionárias e permissionárias	479.702	18.480	20.968	519.150	391.401	
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(371.511)			(371.511)	-	
Outros	56.173	-	-	56.173	56.365	
	4.363.389	1.145.974	375.211	5.884.573	5.550.890	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(459.396)	(344.037)	
Total				5.425.177	5.206.854	
 Não circulante						
Parcelamento de débito de consumidores	168.961	-	-	168.961	193.088	
Energia livre	7.230	-	-	7.230	6.925	
Operações realizadas na CCEE	13.211	-	69.771	82.982	628.301	
Total	189.402		69.771	259.173	828.314	

Parcelamento de débitos de consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores das classes residencial, comercial, industrial, rural e poder público. As regras de parcelamento seguem as políticas internas da CPFL.

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, nota 3.6 repactuação do risco hidrológico. As controladas entendem não haver riscos significativos na realização desses ativos e, consequentemente, 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 Brasil e CPFL Renováveis e encargos de uso da rede pela controlada CPFL Transmissão.

Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica - criado pelo Governo Federal no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG) como uma das medidas para enfrentamento do pior cenário de escassez hídrica da história do país. Os consumidores que reduziram o consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), limitado a 20% (vinte por cento), no período de setembro a dezembro de 2021 comparado ao de setembro a dezembro de 2020, receberam bônus no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh reduzido, desde que possuíssem histórico de medição. O referido bônus será custeado por encargo setorial específico, denominado Encargos de Serviço do Sistema (ESS), a ser repassado pela CCEE às distribuidoras. As controladas de distribuição registraram o crédito em consumidores, concessionárias e permissionárias em contrapartida a um débito em outros créditos no mesmo montante. O bônus será concedido aos consumidores nas faturas de janeiro e fevereiro de 2022, sendo que o reembolso às distribuidoras se dará na contabilização da CCEE de janeiro, a ser liquidada em março deste mesmo ano.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

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. O detalhamento da metodologia de provisão está descrita na nota explicativa 35 (e).

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
Saldo em 31/12/2019	(333.396)	(29.019)	(362.415)
Provisão revertida (constituída) líquida	(414.076)	188	(413.888)
Recuperação de receita	186.384	166	186.550
Baixa de contas a receber provisionadas	217.051	(166)	216.885
Saldo em 31/12/2020	(344.037)	(28.831)	(372.868)
Combinação de negócios	(3.906)	-	(3.906)
Provisão revertida (constituída) líquida	(545.780)	(1.307)	(547.087)
Recuperação de receita	208.200	180	208.380
Baixa de contas a receber provisionadas	226.128	(180)	225.948
Saldo em 31/12/2021	(459.396)	(30.138)	(489.534)
Circulante	(459.396)	(30.138)	(489.534)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 35.e.

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	4.641	1.705
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	19.459	2.911
Imposto de renda e contribuição social a compensar	72.983	83.163
Imposto de renda e contribuição social a compensar	97.083	87.779
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	7.817	1.414
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	73.311	97.507
ICMS a compensar	186.451	153.576
Programa de integração social - PIS	19.656	15.921
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	83.451	62.176
Outros	4.994	6.672
Outros tributos a compensar	375.680	337.266
Total circulante	472.763	425.045
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	8.398	680
Imposto de renda a compensar - IRPJ	108.934	34.735
Imposto de renda e contribuição social a compensar	117.332	35.415
ICMS a compensar	271.003	208.066
Programa de integração social - PIS	2.646	1.378
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	8.647	5.005
Outros	4.202	4.201
Outros tributos a compensar	286.498	218.650
Total não circulante	403.830	254.065

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

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.

Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS

Ativo	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	226.042	-
COFINS sobre ICMS	1.062.781	-
Total circulante	1.288.824	-
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	1.421.731	27.183
COFINS sobre ICMS	6.514.839	123.146
Total não circulante	7.936.570	150.329
 Passivo - PIS/COFINS devolução consumidores		
	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Circulante	(58.606)	
Não circulante	(9.145.520)	(114.484)

Algumas controladas da CPFL Energia ingressaram com ações judiciais envolvendo a União Federal pleiteando o reconhecimento do direito à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, bem como o direito de reaver os valores anteriormente pagos.

Em janeiro de 2019 a controlada CPFL Santa Cruz obteve o trânsito em julgado de sua ação judicial, registrando ativos de tributos a compensar (R\$ 248.933) e passivo com consumidores (R\$ 307.540), atualizados até dezembro de 2021. Em março de 2021, no reajuste tarifário da controlada, foi considerada a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 20.241.

Em fevereiro de 2021, a controlada RGE obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial. Como consequência a controlada registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores de R\$ 2.197.769. Em junho de 2021 no reajuste tarifário da controlada foi considerada a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 228.800.

O reconhecimento dos créditos de PIS e COFINS sobre as ações que não tiveram as decisões judiciais transitadas em julgado até o primeiro semestre de 2021 baseou-se na decisão do Supremo Tribunal Federal - STF que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 de maio de 2021. Após análise criteriosa de cada processo foi observado semelhanças frente às ações judiciais transitadas em julgado para as quais a Companhia já obteve êxito, entendendo-se que, dada a similaridade dos casos, é atendido o disposto no item 33 do CPC 25/IAS 37 que dispõe sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”.

Assim, em junho de 2021 as seguintes controladas registraram ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores: (i) RGE (R\$ 739.273, relacionado a empresa incorporada em dezembro de 2018), (ii) CPFL Santa Cruz (R\$ 127.079, relacionado a empresa incorporada em dezembro de 2017). A controlada CPFL Santa Cruz registrou ainda a diferença do crédito calculado com base no critério de exclusão do ICMS pago, para o ICMS efetivamente destacado em suas faturas de energia, (iii) CPFL Paulista (R\$ 4.087.795) e (iv) CPFL Piratininga (R\$ 1.816.859).

Em outubro de 2021, as controladas CPFL Paulista e CPFL Piratininga obtiveram o trânsito em julgado, o que não gerou impacto adicional de contabilização uma vez que essas controladas já haviam registrado ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores dada à similaridade dos casos conforme descrito acima.

Dos montantes destacados anteriormente já foram compensados ao longo de 2021 os montantes de R\$ 236.556 da RGE e R\$ 58.695 da CPFL Santa Cruz.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que para as distribuidoras a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial como créditos fiscais de PIS e COFINS está limitada ao prazo prescricional de 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública nº 05/2021, ainda em andamento.

Logo, a decisão contábil do Grupo de, neste momento, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor não significa qualquer renúncia de direito, mas serve tão somente para refletir o posicionamento da referida Consulta Pública em andamento da ANEEL.

Para a controlada CPFL Brasil, a ação transitou em julgado em outubro de 2021, e o crédito de PIS e COFINS, igualmente como nas demais empresas sob as mesmas circunstâncias, foi reconhecido em junho de 2021. O crédito aproximado de R\$ 85.078 foi contabilizado em dedução da receita PIS/COFINS e atualizações monetárias.

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

Parcela "A"	Consolidado									
	Saldo em 31/12/2020			Receita operacional (nota 27)		Atualização monetária (nota 30)		Saldo em 31/12/2021		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização		Outros	Diferido	Homologado	Total
CVA ⁽¹⁾	846.468	126.225	972.694	2.708.170	(579.632)	110.092	(255.437)	2.373.119	582.769	2.955.886
CDE ⁽²⁾	(1.397)	95.905	94.508	(69.781)	(142.018)	1.734	-	(137.471)	21.916	(115.556)
Custos energia elétrica	(14.381)	(284.385)	(298.765)	(703.552)	575.877	11.239	-	(228.156)	(187.046)	(415.202)
ESS e EER ⁽³⁾	217.177	(193.807)	23.370	1.465.269	70.124	7.244	-	1.415.965	150.042	1.566.007
Proinfa	(4.146)	(22.590)	(26.736)	48.566	1.150	1.190	-	992	23.178	24.170
Rede básica	300.579	86.572	387.151	84.495	(251.579)	13.708	-	112.460	121.316	233.776
Repasso de Itaipu	627.066	413.761	1.040.827	2.056.645	(838.357)	77.371 ⁽⁴⁾	(255.437) ⁽⁴⁾	1.554.343	526.707	2.081.050
Transporte de Itaipu	42.186	15.307	57.493	(8.283)	(33.612)	1.768	-	865	16.501	17.366
Neutralidade dos encargos setoriais	(141.768)	16.554	(125.214)	(16.903)	5.660	(956)	-	(86.990)	(50.423)	(137.413)
Sobrecontratação	(178.848)	(1.092)	(179.940)	(148.287)	33.123	(3.207)	-	(258.889)	(39.422)	(298.312)
Outros componentes financeiros	(440.264)	(91.744)	(532.008)	832.169	209.819	(26.352) ⁽⁵⁾	(249.041) ⁽⁵⁾	440.582	(205.994)	234.588
Total	406.204	34.481	440.686	3.540.339	(369.813)	83.740	(504.477)	2.813.701	376.775	3.190.475
Ativo circulante				558.884					2.373.727	
Ativo não circulante				108.908					816.748	
Passivo circulante				(41.514)					-	
Passivo não circulante				(185.592)					-	

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

(2) Conta de desenvolvimento energético

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

(4) Recebimento Conta de Comercialização de Itaipu

(5) Homologação da devolução do crédito de PIS/COFINS

CVA: referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.15. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

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

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.

Outros componentes financeiros: refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação dos ciclos de revisão tarifária periódica; (ii) recálculos de processos tarifários anteriores; (iii) efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR; e (v) garantias financeiras nas contratações de energia.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(10) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1 Composição dos créditos e débitos fiscais

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Crédito (Débito) de contribuição social		
Bases negativas	198.774	196.979
Benefício fiscal do intangível incorporado	73.956	81.733
Diferenças temporariamente indeuditíveis/tributáveis	(468.358)	(331.326)
Subtotal	(195.629)	(52.614)
Crédito (Débito) de imposto de renda		
Prejuízos fiscais	553.464	550.159
Benefício fiscal do intangível incorporado	235.884	262.643
Diferenças temporariamente indeuditíveis/tributáveis	(1.293.467)	(918.139)
Subtotal	(504.119)	(105.339)
Crédito (Débito) de PIS e COFINS		
Diferenças temporariamente indeuditíveis/tributáveis	(27.203)	(23.985)
Total	(726.951)	(181.938)
Total crédito fiscal	231.594	585.869
Total débito fiscal	(958.545)	(767.807)

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporariamente indeuditíveis, benefício fiscal do intangível incorporado e bases negativas e prejuízos fiscais, está baseada nas projeções de lucros tributáveis futuros.

10.2 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 16.

	Consolidado			
	31/12/2021		31/12/2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
CPFL Paulista	27.369	76.024	31.994	88.873
CPFL Piratininga	7.074	24.279	8.110	27.832
RGE	39.513	127.397	41.629	136.137
CPFL Renováveis	-	8.184	-	9.800
Total	73.956	235.884	81.733	262.643

10.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis / tributáveis

	Consolidado					
	31/12/2021		31/12/2020			
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	62.905	174.736	-	42.961	119.337	-
Entidade de previdência privada	10.161	28.226	-	5.283	14.674	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	44.029	122.303	-	33.927	94.241	-
Provisão energia livre	10.237	28.436	-	9.861	27.390	-
Programas de P&D e eficiência energética	17.674	49.094	-	23.990	66.638	-
Provisão relacionada a pessoal	8.969	24.913	-	7.066	19.629	-
Diferença de taxas de depreciação	2.796	7.767	-	3.477	9.657	-
Derivativos	(134.790)	(374.417)	-	(174.570)	(484.916)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível	(3.714)	(10.315)	-	(4.521)	(12.558)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(311.378)	(864.939)	-	(206.554)	(579.845)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo contratual	(99.765)	(269.775)	(26.835)	(2.923)	(6.082)	(23.069)
Perdas atuariais	25.153	69.870	-	25.798	71.660	-
Marcação a Mercado - Derivativos	20.470	56.861	-	(12.634)	(35.094)	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(28.455)	(79.041)	-	2.661	7.389	-
Outros	(11.343)	(31.662)	(368)	(27.208)	(80.682)	(916)
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído	(39.157)	(108.769)	-	(40.438)	(112.327)	-
Perdas atuariais	135.697	376.937	-	189.514	526.429	-
Marcação a Mercado - Derivativos	600	1.667	-	1.519	4.222	-
Marcação a Mercado - Dívidas	(2.610)	(7.251)	-	(8.164)	(22.678)	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - combinação de negócios						
Impostos diferidos - ativo:						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	17.806	49.462	-	10.209	28.357	-
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	15.779	43.829	-	16.965	47.125	-
Impostos diferidos - passivo:						
Valor justo de ativo imobilizado (mais valia de ativos)				-	-	-
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(16.375)	(45.487)	-	(18.323)	(50.897)	-
Intangível - direito de exploração/autorização em controladas indiretas adquiridas	(189.269)	(525.418)	-	(205.445)	(559.317)	-
Outras diferenças temporárias	(3.778)	(10.494)	-	(3.778)	(10.494)	-
Total	(468.358)	(1.293.467)	(27.203)	(331.326)	(918.139)	(23.985)

10.4 Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no 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. Sua composição é como segue:

<u>Expectativa de recuperação</u>	Consolidado	
2022	82.783	
2023	411.065	
2024	245.074	
2025	138.312	
2026	106.329	
2027 a 2029	839.239	
2030 a 2032	3.511	
Total	1.826.312	

10.5 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2021 e 2020:

	Controladora			
	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	4.807.511	4.807.511	3.756.287	3.756.287
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(4.827.338)	(4.827.338)	(3.816.429)	(3.816.429)
Amortização de intangível adquirido	(13.528)	-	(13.528)	-
Juros sobre o capital próprio	155.979	155.979	265.014	265.014
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	9.432	14.223	20.479	31.058
Base de cálculo	132.056	150.375	211.823	235.930
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(11.885)	(37.594)	(19.064)	(58.982)
Ajustes de créditos fiscais	(2.315)	(7.668)	(10.566)	(24.526)
Total	(14.200)	(45.262)	(29.630)	(83.508)
Corrente	(8.831)	(27.729)	(12.847)	(39.892)
Diferido	(5.369)	(17.533)	(16.783)	(43.616)
Consolidado				
	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
	6.615.458	6.615.458	4.797.341	4.797.341
Lucro antes dos tributos	6.615.458	6.615.458	4.797.341	4.797.341
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Resultado de participações societárias	(521.805)	(521.805)	(409.606)	(409.606)
Amortização de intangível adquirido	48.711	62.756	48.664	62.756
Efeito regime lucro presumido	(670.323)	(760.494)	(541.420)	(617.379)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	179.950	179.950	145.446	145.446
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	73.609	(19.398)	165.553	134.270
Base de cálculo	5.725.600	5.556.467	4.205.978	4.112.828
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(515.304)	(1.389.117)	(378.538)	(1.028.207)
Ajustes de créditos fiscais	36.615	107.786	82.611	235.160
(Provisão) reversão para riscos fiscais	1.125	(2.814)	(1.209)	(172)
Total	(477.563)	(1.284.145)	(297.137)	(793.219)
Corrente	(444.922)	(1.188.071)	(194.872)	(514.152)
Diferido	(32.641)	(96.074)	(102.264)	(279.066)

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 ao ICPC 09 (R2) (nota 13).

Ajustes de créditos fiscais – refere-se ao líquido entre (i) crédito fiscal constituído sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrado em função da revisão das projeções de resultados futuros e (ii) parcela de crédito fiscal não constituído correspondente ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há provável 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\$ 128.715 (R\$ 381.330 em 2020) refere-se principalmente a (i) receitas com prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 5.100 em 2021 (R\$ 276.824 em 2020); (ii) despesas com realização benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 34.536 em 2021 (R\$ 33.889 em 2020) e (iii) despesas com diferenças temporárias de R\$ 99.279 em 2021 (R\$ 624.265 em 2020).

10.6 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 2021 e 2020 foram os seguintes:

	Consolidado			
	2021	2020	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(63.733)	(63.733)	667.862	667.862
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(12.024)	(12.024)	(73.037)	(73.037)
Base de cálculo	(75.757)	(75.757)	594.825	594.825
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	6.818	18.939	(53.534)	(148.706)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	49.965	130.554	1.630	5.199
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	56.783	149.493	(51.904)	(143.506)
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	53.630	53.630	4.915	4.915
Custo atribuído de ativo imobilizado	42.826	42.826	38.707	38.707
Subtotal	96.456	96.456	43.622	43.622
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(8.681)	(24.114)	(3.926)	(10.906)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	48.102	125.379	(55.830)	(154.412)

10.7 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2021, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 127.661, 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 fiscais relativos a 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 2021, as principais controladas que possuem tais créditos não registrados são CPFL Renováveis R\$ 292.018, Sul Geradora R\$ 72.788, CPFL Telecom R\$ 35.101, CPFL Eficiência Energética R\$ 131, Jaguari Geração R\$ 2.493, CPFL Brasil R\$ 47.413, CPFL Clion R\$ 171 e CPFL Cone Sul R\$ 9.960. Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

	Consolidado
Saldo em 31/12/2019	8.779.717
Não circulante	8.779.717
Transferência - ativo contratual	1.211.176
Transferência - ativo intangível	(3.189)
Ajuste ao valor justo	405.942
Baixas	(46.078)
Saldo em 31/12/2020	10.347.567
Não circulante	10.347.567
Transferência - ativo contratual	1.810.965
Transferência - ativo intangível	7.108
Ajuste ao valor justo	1.193.870
Baixas	(77.825)
Saldo em 31/12/2021	13.281.686
Não circulante	13.281.686

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 27) no resultado do exercício.

Em 2021, as baixas de R\$ 77.825 (R\$ 46.078 em 2020) referem-se à baixa de atualização relacionada ao ativo de R\$ 29.163 (R\$ 17.548 em 2020) e à baixa do ativo de R\$ 48.622 (R\$ 28.531 em 2020).

(12) OUTROS ATIVOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Adiantamentos - Plano de previdência privada	8.877	8.621	6.797	6.797
Adiantamentos - fornecedores	43.814	123.325	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	27.214	1.592	18.026	13.994
Ordens em curso	440.863	307.042	10.594	10.813
Serviços prestados a terceiros	36.129	17.747	-	-
Contratos de pré-compra de energia	-	-	3.015	7.751
Despesas antecipadas	119.436	83.542	17.045	10.860
Contas a receber - CDE	189.776	142.403	-	-
Adiantamentos a funcionários	27.536	22.674	-	-
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica (nota 7)	371.511	-	-	-
Empréstimos	187.180	-	-	-
Outros	296.148	205.709	144.022	121.924
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(30.138)	(28.831)	-	-
Total	1.718.346	883.824	199.500	172.140

Adiantamentos – fornecedores – refere-se principalmente a adiantamentos para fornecedores de projetos em construção de geradoras e transmissoras.

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 24).

Contas a receber – CDE – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 34.135 (R\$ 26.663 em 31 de dezembro de 2020), (ii) outros descontos tarifários concedidos a consumidores no montante de R\$ 155.641 (R\$ 115.740 em 31 de dezembro de 2020).

Empréstimos – refere-se a empréstimo feito entre a controlada indireta CPFL Transmissão e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), anteriormente sociedade parceira. Em 2020 foi assinado instrumento de refinanciamento do saldo devedor do Contrato de Empréstimos entre as empresas. Amortização em 23 parcelas, com atualização de 100% do CDI.

(13) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimônio líquido da controlada e controlada em conjunto	14.517.982	11.594.504	1.194.622	1.007.016
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	1.092.000	-	-
Subtotal	14.517.982	12.686.504	1.194.622	1.007.016
Mais valia de ativos, líquidos	416.805	490.146	8.322	8.902
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
Total	14.940.841	13.182.704	1.202.944	1.015.918

Em 31 de dezembro de 2020 os saldos de adiantamento para futuro aumento de capital ("AFAC") referem-se a recursos concedidos pela Companhia à controlada CPFL Geração, integralizados em 2021.

13.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

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

Investimento	31/12/2021				31/12/2021	31/12/2020	2021	2020
	Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício				
CPFL Paulista	18.252.154	1.343.323	1.551.033	1.312.746	1.551.033	839.291	1.312.746	971.969
CPFL Piratininga	7.079.081	258.497	387.459	500.398	387.459	188.193	500.398	373.487
CPFL Santa Cruz	2.108.206	170.413	432.359	87.389	432.359	529.951	87.389	90.427
RGE	15.609.962	2.831.534	3.724.442	967.781	3.271.259	3.128.857	873.797	616.097
CPFL Geração	5.215.525	2.022.783	4.207.597	1.217.513	4.207.597	4.558.486	1.217.513	1.198.337
CPFL Renováveis	10.130.487	4.032.292	5.728.681	1.463.194	2.815.646	2.882.354	719.160	391.359
CPFL Jaguari Geração	59.306	40.108	59.214	26.960	59.214	56.775	26.960	11.313
CPFL Brasil	3.676.507	1.352.828	1.319.878	35.888	1.319.878	89.871	35.888	133.423
CPFL Planalto	3.876	630	3.014	4.419	3.014	4.926	4.419	4.582
CPFL Serviços	384.959	150.929	183.357	27.192	183.357	183.179	27.192	28.849
CPFL Atende	26.062	5.991	17.645	11.943	17.645	12.211	11.943	11.501
CPFL Infra	13.337	38	4.841	4.243	4.841	598	4.243	553
CPFL Pessoas	12.903	811	8.004	11.901	8.004	5.183	11.901	8.410
CPFL Finanças	19.320	385	12.565	15.103	12.565	8.047	15.103	14.085
CPFL Supre	9.299	826	5.432	6.950	5.432	3.652	6.950	4.861
CPFL Total	48.563	9.005	28.833	32.696	-	-	-	25.542
CPFL Telecom	3.707	1.928	3.293	63	3.293	3.231	63	(957)
CPFL Centrais Geradoras	-	-	-	-	-	-	-	(214)
CPFL Eficiência	151.675	95.234	145.850	12.064	145.850	133.786	12.064	5.418
AUTHI	23.426	10	12.650	224	12.650	12.425	224	579
Alestá	79.015	38.126	76.627	32.690	76.627	45.490	32.690	2.279
Clion	280	206	260	54	260	-	38	-
Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada					14.517.982	12.686.504	4.900.680	3.891.900
Amortização da mais valia de ativos					-	-	(73.342)	(75.471)
Total					14.517.982	12.686.504	4.827.338	3.816.429
Investimento					14.517.982	11.594.504		
Adiantamento para futuro aumento de capital					-	1.092.000		

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\$ 73.342 (R\$ 75.471 em 2020) 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 2021 e 2020 é como segue:

Investimento	Investimento em 31/12/2020	Aumento / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital	Outros	Investimento em 31/12/2021
CPFL Paulista	839.291	-	1.312.746	(81.723)	(519.281)	-	-	1.551.033
CPFL Piratininga	188.193	-	500.398	(626)	(300.506)	-	-	387.459
CPFL Santa Cruz	529.951	-	87.389	(1.581)	(183.400)	-	-	432.359
RGE	3.128.857	-	873.797	3.766	(735.162)	-	-	3.271.259
CPFL Geração	4.558.486	1.087.000	1.217.513	1.357	(1.568.667)	(1.087.000)	(1.091)	4.207.597
CPFL Renováveis	2.882.354	-	719.160	1.312	(786.125)	-	(1.055)	2.815.646
CPFL Jaguari Geração	56.775	-	26.960	-	(24.521)	-	-	59.214
CPFL Brasil	89.871	1.350.000	35.888	(59.259)	(96.400)	-	(222)	1.319.878
CPFL Planalto	4.926	-	4.419	-	(6.330)	-	-	3.014
CPFL Serviços	183.179	-	27.192	-	(27.013)	-	-	183.357
CPFL Atende	12.211	-	11.943	-	(6.509)	-	-	17.645
CPFL Infra	598	-	4.243	-	-	-	-	4.841
CPFL Pessoas	5.183	-	11.901	-	(9.080)	-	-	8.004
CPFL Finanças	8.047	-	15.102	-	(10.584)	-	-	12.565
CPFL Supri	3.652	-	6.950	-	(5.170)	-	-	5.432
CPFL Telecom	3.231	-	62	-	-	-	-	3.293
CPFL Eficiência	133.786	5.000	12.064	-	-	(5.000)	-	145.850
AUTHI	12.425	-	224	-	-	-	-	12.650
Alestá	45.490	-	32.690	-	(1.553)	-	-	76.627
Clion	-	-	38	-	-	-	222	260
	12.686.504	2.442.000	4.900.680	(136.754)	(4.280.302)	(1.092.000)	(2.145)	14.517.982

Em outubro de 2021 a Companhia realizou aumento de capital na CPFL Brasil de R\$ 1.350.000 como parte do plano de combinação de negócios da CPFL Transmissão (nota 13.4).

Investimento	Investimento em 31/12/2019	Aumento (redução) / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Reestruturação societária	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital	Investimento em 31/12/2020
CPFL Paulista	1.522.421	-	971.969	(280.063)	-	(1.375.035)	-	839.291
CPFL Piratininga	564.024	-	373.487	(99.910)	-	(649.409)	-	188.193
CPFL Santa Cruz	465.625	-	90.427	(168)	-	(25.933)	-	529.951
RGE	3.489.745	-	616.097	(1.132)	-	(975.853)	-	3.128.857
CPFL Geração	3.068.752	-	1.198.337	76.951	(564.118)	(308.437)	1.087.000	4.558.486
CPFL Renováveis	2.125.023	-	391.359	(98.158)	579.924	(115.796)	-	2.882.354
CPFL Jaguari Geração	58.310	-	11.313	-	-	(12.848)	-	56.775
CPFL Brasil	86.651	-	133.423	(1.559)	-	(128.645)	-	89.871
CPFL Planalto	6.466	-	4.582	-	-	(6.122)	-	4.926
CPFL Serviços	131.181	30.000	28.849	-	-	(6.852)	-	183.179
CPFL Atende	24.296	(8.000)	11.501	-	-	(15.586)	-	12.211
CPFL Infra	14.025	-	553	-	-	(13.980)	-	598
CPFL Pessoas	4.517	-	8.410	-	-	(7.744)	-	5.183
CPFL Finanças	5.566	-	14.085	-	-	(11.605)	-	8.047
CPFL Supri	3.267	-	4.861	-	-	(4.476)	-	3.652
CPFL Total	35.348	-	25.542	-	(35.225)	(25.665)	-	-
CPFL Telecom	4.188	-	(957)	-	-	-	-	3.231
CPFL Centrais Geradoras	16.020	-	(214)	-	(15.806)	-	-	-
CPFL Eficiência	118.189	14.160	5.418	-	-	5.179	(9.160)	133.786
AUTHI	11.846	-	579	-	-	-	-	12.425
CPFL Alesta	-	8.094	2.279	-	35.225	(108)	-	45.490
	11.755.460	44.254	3.891.900	(404.039)	-	(3.678.915)	1.077.840	12.686.504

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

Investimento	31/12/2021		31/12/2020		2021	2020
	Participação patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial	Participação patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial		
Baesá	155.703	170.166	9.721	36.531		
Enercan	307.459	279.064	204.249	200.432		
Chapecoense	433.866	319.723	233.816	127.599		
EPASA	281.544	238.062	71.355	45.623		
Investimentos CPFL Transmissão	16.050	-	3.244	-		
Mais valia de ativos líquidos	8.322	8.902	(579)	(579)		
	1.202.944	1.015.918	521.805	409.606		

Em 2021 as controladas em conjunto Baesa e Enercan reconheceram referente ao GSF relacionado aos contratos firmados no ambiente de contratação livre ("ACL") e ambiente de contratação regulada ("ACR") o montante total de R\$ 139.537 (R\$ 370.317 em 2020). As controladas CPFL Geração e CPFL Renováveis reconheceram no resultado de equivalência patrimonial dessas controladas em conjunto R\$ 36.507 (R\$ 84.930 em 2020), relacionados ao ACL e ACR líquido de efeitos tributários. Para mais informações vide nota explicativa 3.6 e 16.2.

13.2 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 16).

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

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2021 e 2020 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
CPFL Paulista	-	142.692	31.260	88.151	31.260	230.843
CPFL Piratininga	-	320.186	6.037	28.191	6.037	348.377
CPFL Santa Cruz	-	3.337	5.714	19.206	5.714	22.543
RGE	-	145.362	-	-	-	145.362
CPFL Geração	-	205.120	-	87.820	-	292.940
Jaguari de Geração	-	11.042	-	-	-	11.042
CPFL Brasil	8.523	-	-	1.315	8.523	1.315
CPFL Serviços	23.903	6.852	-	-	23.903	6.852
CPFL Atende	-	-	90	580	90	580
CPFL Infra	-	4.000	-	-	-	4.000
AUTHI	10.000	10.000	-	-	10.000	10.000
CPFL Renováveis	-	92.509	-	-	-	92.509
Alestá	1.553	108	-	-	1.553	108
	43.979	941.208	43.101	225.263	87.081	1.166.469

No consolidado, o saldo de dividendo e JCP a receber de R\$ 134.813 em 31 de dezembro de 2021 e R\$ 80.647 em 31 de dezembro de 2020, refere-se basicamente aos empreendimentos controlados em conjunto.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas, a Companhia registrou em 2021 o montante de R\$ 507.536 a título de dividendo e juros sobre capital próprio a receber referentes ao exercício de 2020. Adicionalmente, as controladas declararam em 2021 (i) R\$ 2.189.940 como dividendo referente aos resultados intermediários de 2021 e reversão de reservas estatutárias; (ii) R\$ 132.582 como JCP referente aos resultados de 2021 e (iii) R\$ 16.534 como dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2021.

Dos montantes registrados como contas a receber, R\$ 3.925.980 foram pagos pelas controladas para a Companhia em 2021.

13.4 Combinação de negócios

Aquisição da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (“CPFL Transmissão”)

Em 16 de julho de 2021, a controlada CPFL Cone Sul foi classificada em primeiro lugar no âmbito do leilão nº 01/2021, referente à alienação do controle acionário da CPFL Transmissão, realizado pela B3 – Brasil, Bolsa, Balcão S.A. (“Leilão”).

A CPFL Energia, no âmbito da sessão pública do Leilão, por meio da CPFL Cone Sul, apresentou a oferta vencedora, no montante de R\$ 2.670.000 (dois bilhões, seiscentos e setenta milhões de reais), para aquisição de ações representativas de aproximadamente 66,08% do capital social total da CPFL Transmissão (sendo, aproximadamente, 67,12% das ações ordinárias e 0,72% das ações preferenciais), detidas anteriormente pelo estado do Rio Grande do Sul. A parcela de 33,92% de não controladores foi mensurada pela participação proporcional no *fair value*, conforme previsto pelo CPC 15/IFRS 3.

Em 24 de setembro de 2021, a transação foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Pública – CADE, e em 30 de setembro de 2021 foi obtida a autorização da ANEEL.

Em 14 de outubro de 2021 (“data de aquisição”), foi divulgado através de Fato Relevante ao mercado a conclusão da aquisição após todas as condições precedentes da transação serem atendidas, data em que o controle da CPFL Transmissão foi assumido pela CPFL Cone Sul e a titularidade das ações foi transferida e o pagamento foi efetuado. Essa aquisição resultou em uma combinação de negócios de acordo com o CPC 15 (R1) / IFRS 3, uma vez que a CPFL Cone Sul passou a deter o controle da CPFL Transmissão.

A aquisição está alinhada ao objetivo estratégico da CPFL Energia e possibilitará maior geração de valor aos seus acionistas, por meio de (i) otimização de despesas operacionais; (ii) exploração de um ativo de baixo risco com alto potencial de ampliação de investimentos e consequente aumento de remuneração; (iii) diversificação do portfólio da CPFL Energia por meio de um segmento que permitirá sinergias com as demais operações do Grupo; e (iv) otimização das condições de financiamento, melhorando a alavancagem financeira.

Conforme mencionado na nota 1, a CPFL Transmissão detém 94,22% de participação na Transmissora de Energia Sul Brasil S.A. (“TESB”) e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral. Adicionalmente, a CPFL Transmissão detém 9,65% de investimento na TPAE (Transmissora Porto Alegrense de Energia) e 10% da ETau (Empresa de Transmissão do Alto Uruguai).

Sua sede administrativa está localizada em Porto Alegre, Rio Grande do Sul, tendo como acionista controlador até 13 de outubro de 2021, o estado do Rio Grande do Sul. Os não controladores foram mensurados pela participação proporcional no *fair value* apurado.

A CPFL Transmissão tem 6.037 km de linhas de transmissão, 72 subestações e detém três concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica:

- a. Contrato de Concessão nº 055/2001: Com a vigência da MP 579 (Lei 12.783/2013), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais 30 anos e tem vigência até 31 de dezembro de 2042;
- b. Contrato de Concessão nº 080/2002: Com vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das respectivas instalações de transmissão, podendo ser renovado por igual período. O término desta concessão está previsto para 18 de dezembro de 2032;
- c. Contrato de Concessão Nº 4/2021-ANEEL: Obras em andamento com prazo estabelecido para energização até 30 de setembro de 2024. O término desta concessão está previsto 31 de março de 2051.

A TESB detém um contrato de concessão para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica, contrato Nº 001/2011-ANEEL e tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada assinatura do contrato. O término desta concessão está previsto para 27 de julho de 2041.

Informações adicionais à aquisição (aquisição da CPFL Transmissão)

a) Contraprestações

A contraprestação transferida foi de R\$ 2.670.000, paga em caixa, em parcela única, na data de aquisição. Esta contraprestação não sofrerá nenhum tipo de reajuste, por exemplo, por variações de capital de giro e de dívida líquida.

b) Ativos adquiridos, passivos reconhecidos e participação de não controladores na data da aquisição

A mensuração do valor justo e a alocação do preço pago dos ativos e passivos adquiridos bem como a contabilização inicial da aquisição da CPFL Transmissão foi apurada para as demonstrações financeiras de 14 de outubro de 2021 e no fim do período base das demonstrações financeiras consolidadas, com base em análises conduzidas pela própria Administração, ou seja, a mensuração do valor justo foi efetuada em uma base provisória, conforme permitido pelo pronunciamento técnico CPC 15/ IFRS 3. As técnicas de avaliação variam de acordo com o grupo de contas avaliado, sendo que podem ser: income approach, cost approach, dentre outras. Considerando a complexidade envolvida no processo de mensuração dos valores justos, dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos que envolvem principalmente a definição de premissas sobre a taxa de desconto, taxa de crescimento e da projeção de receitas e margens operacionais da companhia adquirida estes valores serão confirmados após a conclusão de laudo de avaliação econômico-financeiro por avaliador independente. Se novas informações obtidas dentro do prazo de um ano, a contar da data da aquisição, sobre fatos e circunstâncias que existam na data da aquisição indicarem ajustes nos valores justos calculados pela Administração, ou qualquer provisão adicional que existia na data de aquisição, a contabilização da aquisição será revista.

A totalidade do valor pago na transação foi alocada na data de aquisição aos ativos adquiridos e passivos assumidos a valores justos, incluindo o ativo intangível relacionado ao direito de exploração da concessão, que passou a ser amortizado pelo prazo remanescente da concessão. Consequentemente, como a totalidade do valor pago foi provisoriamente alocada a ativos identificados e passivos assumidos, nenhum valor residual foi alocado como ágio ("goodwill") nesta transação.

Os custos relacionados à aquisição, registrados como despesa do resultado de 2021, somaram R\$ 24.550.

A alocação provisória do preço pago aos valores justos dos ativos e passivos adquiridos está apresentado a seguir :

	14/10/2021 CPFL Transmissão	
	Nota explicativa	provisório
Ativos circulantes		
Caixa e Equivalentes de Caixa		478.405
Concessionárias e Permissionárias		109.389
Investimentos em Títulos do Governo		110.763
Ativo de Concessão - Contratual	15	787.504
Outros ativos circulantes		108.205
Ativos não circulantes		
Ativo de Concessão - Contratual	15	3.315.027
Empréstimos cedidos		205.490
Ativo Disponível para vendas		217.552
Imobilizado	14	89.148
Intangível exploração concessão	16	849.070
Outros ativos não circulantes		140.918
Passivos circulantes		
Fornecedores		34.244
Obrigações Trabalhistas		57.713
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	18	50.291
Provisão para Benefícios a Empregados	20.3	97.658
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	23	18.884
Outros passivos circulantes		118.975
Passivos não circulantes		
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	18	624.793
Provisão para Benefícios a Empregados	20.3	619.674
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	23	296.509
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		243.368
Outros passivos não circulantes		209.054
Ativos líquidos adquiridos		4.040.307
Ágio gerado na aquisição		
Contrapartida transferida		2.670.000
(+) Participação dos acionistas não controladores		1.370.307
(-) Valor justo dos ativos líquidos adquiridos		<u>(4.040.307)</u>
Ágio		-

Adicionalmente, nenhum ajuste de valores justos de ativos e passivos foi reconhecido no período entre a data de aquisição e a data base das demonstrações financeiras consolidadas.

c) Contraprestação contingente

Não consta no acordo qualquer cláusula relacionada a contraprestação contingente a ser paga a vendedora.

d) Ativos de indenização

O acordo não prevê quaisquer situações em que a controlada CPFL Cone Sul possa ser indenizada.

e) Passivos contingentes reconhecidos

Apresentamos abaixo os passivos contingentes reconhecidos provisoriamente no montante de R\$ 107.348 na data de aquisição:

	CPFL Transmissão 14/10/2021
Processos trabalhistas (i)	45.669
Processos cíveis (i)	16.100
Processos outros (i)	45.578
Passivo contingente preliminar	107.347
Provisões registradas na controlada	208.046
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	315.393

i. Estes montantes representam os valores justos dos processos de natureza trabalhistas, cíveis, regulatórios e fiscais cuja conceito se enquadra em passivos contingentes que podem ser mensurados com confiabilidade. Considerando que a liquidação destes processos depende de terceiros, seja na esfera judicial ou administrativa, não é possível estimar um cronograma para ocorrência de eventuais saídas de caixa associadas a estes passivos contingentes. Nenhum ativo de indenização foi reconhecido para estes passivos contingentes.

f) Recebíveis adquiridos

O valor justo dos recebíveis adquiridos é R\$ 109.389, que é o mesmo valor contratual bruto dos recebíveis e representa a melhor estimativa da Administração de expectativa de recebimento.

g) Empréstimos cedidos adquiridos

O valor justo dos empréstimos cedidos adquiridos é R\$ 205.490, que é o mesmo valor contratual bruto dos recebíveis e representa a melhor estimativa da Administração de expectativa de recebimento.

h) Provisão para benefícios a empregados

O valor justo da provisão para benefícios a empregados foi mensurado considerando a melhor estimativa da Administração, nota 20.

i) Saída de caixa líquido na aquisição

Considerando que a CPFL Transmissão tinha um saldo de caixa em 14 de outubro de 2021 de R\$478.405 e que a contraprestação transferida foi de R\$2.670.000, a saída de caixa líquido na aquisição foi de R\$2.191.595.

j) Informações financeiras da adquirida

No período de três meses findos em 31 de dezembro de 2021, a CPFL Transmissão contribuiu com uma receita de R\$ 289.919 e lucro de R\$ 41.141 às demonstrações financeiras consolidadas. Caso a aquisição tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2021, a Administração estima que a receita consolidada seria de R\$ 40.092.461 e o lucro líquido consolidado seria de R\$ 5.131.461. Para a determinação desses montantes, a Administração considerou que os ajustes de valor justo, determinados provisoriamente na data de aquisição, teriam sido os mesmos caso a aquisição tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2021.

k) Informações sobre a Oferta Pública de Ações (“OPA”)

Como condição do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (“Contrato”), a CPFL Cone Sul requereu à CVM, em até 30 (trinta) dias contados da celebração do Contrato, o registro de uma OPA de propriedade dos demais acionistas da CPFL Transmissão, nos termos do artigo 254-A e seguintes da Lei das S.A., da Instrução da CVM nº 361, de 5 de março de 2002, conforme alterada, e do Contrato.

Não se verificou a ocorrência das hipóteses do artigo 256 da Lei das S.A. e, portanto, não será concedido direito de recesso aos acionistas da Companhia.

Em 25 de fevereiro de 2022 e 7 de março de 2022 a Companhia divulgou fato relevante sobre o tema, notas 38.2 e 38.3.

13.5 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:

13.5.1 Movimentação da participação de acionistas não controladores

	CERAN	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CPFL Transmissão e subsidiárias	Total
Saldo em 31/12/2019	104.134	42.007	62.526	80.191	-	288.856
Participação acionária e no capital votante	35,00%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	-	-
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	41.383	12.310	1.201	8.944	-	63.837
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	-	4.079	-	-	4.079
Dividendos	(38.032)	(16.410)	-	(2.223)	-	(56.665)
Outras movimentações	-	-	(58)	(48)	-	(106)
Saldo em 31/12/2020	107.485	37.907	67.746	86.864	-	300.001
Participação acionária e no capital votante	35,00%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	-	-
Resultado atribuído aos acionistas não controladores	49.526	20.442	1.782	21.523	12.429	105.702
Ganho (perda) em participação sem alteração no controle	-	-	2.370	-	-	2.370
Dividendos	(43.418)	(17.513)	(3.446)	(19.226)	(5.507)	(89.107)
Outras movimentações	-	-	-	(212)	(29.385)	(29.597)
Combinação de negócios	-	-	-	-	1.370.307	1.370.307
Saldo em 31/12/2021	113.593	40.836	68.451	88.949	1.347.844	1.659.676
Participação acionária e no capital votante	35,00%	40,00%	Entre 5% e 10%	40,07%	-	66,08%

13.5.2 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 2021 e 31 de dezembro de 2020 são como segue:

Balanço patrimonial

	31/12/2021				31/12/2020					
	CERAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Ativo circulante	139.247	2.054.120	14.790	72.838	18.745	48.362	-	10.470	122.038	26.472
Caixa e equivalentes de caixa	94.537	747.165	647	4.854	11.244	14.580	-	2.918	20.968	16.458
Ativo não circulante	778.464	4.453.762	91.939	507.645	137.125	755.415	-	88.636	373.666	151.258
Passivo circulante	381.197	1.008.497	4.639	77.373	10.438	237.318	-	4.340	87.983	37.039
Empréstimos, financiamentos e debêntures	106.008	656.088	-	25.198	-	105.118	-	-	47.429	-
Outros passivo financeiros	28.807	69.894	740	3.991	1.935	22.551	-	927	11.895	297
Passivo não circulante	210.964	1.520.787	-	125.095	810	259.359	-	-	107.965	792
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	23.591	-	112.581	-	105.531	-	-	-	-
Outros passivo financeiros	141.118	-	-	-	-	112.055	-	-	-	-
Patrimônio líquido	324.550	3.978.599	102.089	378.015	144.622	307.100	-	94.767	299.756	139.899
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas controladores	210.957	2.630.755	61.253	309.564	55.673	199.615	-	56.860	232.010	139.899
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	113.593	1.347.844	40.836	68.451	88.949	107.485	-	37.907	67.746	86.864

Demonstração do resultado

	2021				2020					
	CERAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado	CERAN	CPFL Transmissão e subsidiárias	LUDESA	Outras subsidiárias da CPFL Renováveis	Paulista Lajeado
Receita operacional líquida	355.676	289.919	58.266	112.910	59.079	291.163	-	48.025	59.292	40.301
Custo e despesa operacional	(67.180)	(171.584)	(189)	(33.963)	(8.604)	(29.972)	-	(1.100)	(14.165)	(21.726)
Depreciação e amortização	(37.940)	(15.136)	(5.254)	(17.174)	(721)	(42.463)	-	(4.953)	(17.605)	(2)
Receita de juros	4.731	9.904	197	2.949	796	2.188	-	55	1.853	388
Despesa de juros	(42.258)	(4.825)	-	(11.510)	-	(43.322)	-	-	(9.122)	-
Despesa de imposto sobre a renda	(70.956)	(57.796)	(1.928)	(5.736)	(4.771)	(59.794)	-	(1.561)	(3.045)	(4.037)
Lucro (prejuízo) líquido	141.503	41.141	51.106	53.008	53.714	118.236	-	40.526	18.079	22.423
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas controladores	91.977	28.711	30.664	51.226	32.191	76.853	-	24.316	20.158	19.101
Lucro (prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores	49.526	12.429	20.442	1.782	21.523	41.383	-	16.210	(2.079)	3.322

13.5.3 Empreendimentos controlados em conjunto

As informações financeiras resumidas dos empreendimentos controlados em conjunto, em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, são como segue:

Balanço patrimonial

	31/12/2021				31/12/2020			
	Enercan	Baesá	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesá	Chapecoense	Epasa
Ativo circulante	365.457	128.692	491.037	475.419	265.347	88.780	265.109	349.437
Caixa e equivalentes de caixa	168.970	52.609	209.790	165.040	108.113	15.338	122.642	104.598
Ativo não circulante	1.073.375	1.127.147	2.410.469	279.538	1.036.903	1.062.369	2.328.892	382.076
Passivo circulante	599.825	104.123	408.941	104.682	446.195	74.545	371.414	90.428
Empréstimos, financiamentos e debêntures	130.766	-	137.959	16.452	129.386	-	138.128	35.583
Outros passivo financeiros	34.855	78.236	111.100	26.841	5.577	36.057	79.396	1.281
Passivo não circulante	207.973	529.052	1.641.847	122.480	283.300	396.099	1.595.678	194.804
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	642.698	26.603	127.895	-	778.003	80.750
Outros passivo financeiros	40.044	435.853	964.135	-	30.081	321.057	789.590	-
Patrimônio líquido	631.034	622.664	850.718	527.795	572.756	680.505	626.909	446.282

Demonstração do resultado

	2021				2020			
	Enercan	Baesá	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesá	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	880.125	458.130	1.067.381	1.370.875	719.581	296.078	933.403	405.674
Custo e despesa operacional	(180.561)	(251.130)	(47.141)	(1.125.249)	(31.749)	61.621	(225.902)	(203.805)
Depreciação e amortização	(55.522)	(51.114)	(109.431)	(90.616)	(49.757)	(51.701)	(124.580)	(90.400)
Receita de juros	6.523	2.371	16.211	3.388	2.904	803	9.522	4.027
Despesa de juros	(18.695)	(102.569)	(223.114)	(4.588)	(18.639)	(85.139)	(209.183)	(10.346)
Despesa de imposto sobre a renda	(212.135)	(16.525)	(230.884)	(18.621)	(209.879)	(75.762)	(134.981)	(22.255)
Lucro (prejuízo) líquido	419.204	38.877	458.463	133.765	411.370	146.090	250.194	85.528
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 pelo empreendimento controlado em conjunto Chapecoense, determinam restrições ao pagamento de dividendo à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

13.5.4 Operação controlada em conjunto

A Companhia, por meio da sua controlada integral CPFL Renováveis, 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 Renováveis 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.

(14) IMOBILIZADO

Consolidado								
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	Total
Saldo em 31/12/2019	167.228	1.314.749	940.779	6.281.123	46.136	7.070	326.625	9.083.710
Custo histórico	224.053	2.226.232	1.599.104	9.999.155	105.863	23.447	326.625	14.504.478
Depreciação acumulada	(56.825)	(911.483)	(658.325)	(3.718.031)	(59.727)	(16.377)	-	(5.420.768)
Adições	-	-	-	-	-	-	327.310	327.309
Baixas	(1.040)	(3.810)	(33.173)	(100.507)	(4.225)	(40)	(1.289)	(144.084)
Transferências	853	3.469	73.461	68.657	22.225	1.212	(169.877)	-
Transferências de/para outros ativos	-	-	-	(2.173)	-	-	4.152	1.979
Depreciação	(3.375)	(54.627)	(53.580)	(427.810)	(14.582)	(870)	-	(554.845)
Baixa da depreciação	40	1.938	691	77.593	3.548	24	-	83.834
Saldo em 31/12/2020	163.704	1.261.720	928.176	5.896.883	53.101	7.396	486.923	8.797.903
Custo histórico	223.864	2.244.143	1.650.990	10.065.688	124.042	24.752	486.923	14.820.404
Depreciação acumulada	(60.160)	(982.424)	(722.814)	(4.168.805)	(70.941)	(17.357)	-	(6.022.500)
Adições	-	-	-	-	-	-	540.458	540.458
Baixas	-	-	(84.282)	(54.301)	(2.446)	-	(94)	(141.124)
Transferências	3.035	1.193	74.887	614.516	21.635	2.396	(717.662)	-
Transferências de/para outros ativos	-	-	-	(156)	-	-	3.365	3.209
Combinação de negócios	922	-	3.038	30.019	6.342	333	48.493	89.148
Depreciação	(4.246)	(51.112)	(49.655)	(447.622)	(16.669)	(964)	-	(570.268)
Baixa da depreciação	-	-	6.474	26.885	1.931	-	-	35.290
Saldo em 31/12/2021	163.415	1.211.800	878.637	6.066.224	63.895	9.161	361.484	8.754.616
Custo histórico	227.822	2.245.337	1.655.176	10.696.480	160.474	33.816	361.484	15.380.589
Depreciação acumulada	(64.406)	(1.033.536)	(776.539)	(4.630.256)	(96.580)	(24.655)	-	(6.625.973)
Taxa média de depreciação 2020	3,86%	2,42%	3,23%	4,28%	12,11%	5,67%		
Taxa média de depreciação 2021	3,86%	2,29%	3,08%	4,23%	12,40%	3,77%		

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\$ 272.122 em 31 de dezembro de 2021 (R\$ 419.814 em 31 de dezembro de 2020), com destaque para obras de manutenção especialmente em parques eólicos.

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 exercício de 2021 foram capitalizados R\$ 5.216 e em 2020 não ocorreram capitalizações.

No consolidado, os valores de depreciação estão registrados na demonstração do resultado, nas linhas de “Depreciação e amortização”.

Em 31 de dezembro de 2021, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 18, é de aproximadamente R\$ 679.350 (R\$ 818.561 em 31 de dezembro de 2020), sendo o principal montante relacionado à controlada CPFL Renováveis.

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. Para os exercícios de 2021 e 2020 não houve necessidade de provisão de recuperação.

As ações e considerações respectivas à avaliação dos indicativos quanto ao valor recuperável dos ativos, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(15) ATIVO CONTRATUAL

	Distribuição	Transmissão	Consolidado
Saldo em 31/12/2019	1.068.207	279.003	1.347.210
Circulante	-	24.387	24.387
Não circulante	1.068.207	254.616	1.322.822
Adições	2.348.304	134.104	2.482.409
Transferência - intangível em serviço	(766.701)	-	(766.701)
Transferência - ativo financeiro	(1.211.176)	-	(1.211.176)
Atualização	-	40.130	40.130
Recebimento RAP	-	(24.134)	(24.134)
Saldo em 31/12/2020	1.438.634	429.103	1.867.737
Circulante	-	24.833	24.833
Não circulante	1.438.634	404.271	1.842.905
Reclassificação de outros ativos	-	-	-
Adições	3.065.832	396.990	3.462.822
Transferência - intangível em serviço	(866.903)	-	(866.903)
Transferência - ativo financeiro	(1.810.965)	-	(1.810.965)
Atualização	-	(6.300)	(6.300)
Recebimento RAP	-	(62.918)	(62.918)
Combinação de negócios (nota 13.4)	-	4.102.531	4.102.531
Saldo em 31/12/2021	1.826.598	4.859.407	6.686.005
Circulante	-	845.025	845.025
Não circulante	1.826.598	4.014.382	5.840.981

Ativo contratual das distribuidoras: referem-se aos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção.

Ativo contratual das transmissoras: refere-se ao direito à “Receita Anual Permitida – RAP” que será recebida ao longo da concessão, assim como indenização ao término da concessão das controladas de transmissão.

Do montante de R\$ 396.990 adicionado pelas controladas de transmissão R\$ 80.028 são provenientes da CPFL Transmissão e TESB (nota 13.4)

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. Para os exercícios de 2021 e 2020 não houve necessidade de provisão de recuperação.

As ações e considerações respectivas à avaliação dos indicativos quanto ao valor recuperável dos ativos, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(16) INTANGÍVEL

	Ágio	Consolidado				
		Direito de concessão				Outros ativos intangíveis
		Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	UBP/Intangível de concessão		
Saldo em 31/12/2019	6.115	3.483.750	5.728.040	23.065	79.981	9.320.953
Custo histórico	6.152	7.495.458	12.814.937	35.840	233.880	20.586.267
Amortização acumulada	(37)	(4.011.708)	(7.086.896)	(12.774)	(153.900)	(11.265.315)
Adições	-	-	-	55.163	30.731	85.894
Amortização	-	(287.725)	(816.224)	(1.419)	(17.425)	(1.122.793)
Transferência - ativo contratual	-	-	759.988	-	6.713	766.701
Transferência - ativo financeiro	-	-	3.189	-	-	3.189
Baixa e transferência - outros ativos	-	(13.428)	(69.268)	-	(1.609)	(84.305)
Saldo em 31/12/2020	6.115	3.182.597	5.605.725	76.809	98.390	8.969.637
Custo histórico	6.152	7.495.458	13.508.846	91.003	274.187	21.375.646
Amortização acumulada	(37)	(4.312.861)	(7.903.120)	(14.194)	(175.797)	(12.406.009)
Adições	-	-	-	193.116	29.492	222.608
Amortização	-	(298.193)	(865.703)	(8.789)	(14.662)	(1.187.347)
Transferência - ativo contratual	-	-	866.903	-	-	866.903
Transferência - ativo financeiro	-	-	(8.307)	-	1.198	(7.108)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(1.613)	(70.583)	-	11.106	(61.090)
Combinação de negócios	-	849.070	-	-	20.937	870.007
Saldo em 31/12/2021	6.115	3.731.861	5.528.035	261.136	146.462	9.673.609
Custo histórico	6.152	8.344.528	14.296.858	284.119	336.920	23.268.578
Amortização acumulada	(37)	(4.612.667)	(8.768.823)	(22.983)	(190.459)	(13.594.969)

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.

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 2021 foram capitalizados R\$ 33.709 (R\$ 30.131 em 2020) a uma taxa de 8,09% a.a. (8,09% a.a. em 2020).

16.1 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:

	Custo Histórico	Amortização acumulada	31/12/2021	31/12/2020	Taxa de amortização anual			
			Valor líquido	Valor líquido	2021	2020		
Intangível adquirido em combinações de negócio								
Intangível adquirido não incorporado								
CPFL Paulista	304.861	(246.944)	57.917	67.902	3,28%	3,28%		
CPFL Piratininga	39.065	(30.218)	8.846	10.141	3,31%	3,31%		
RGE	3.768	(2.721)	1.047	1.223	4,67%	4,67%		
CPFL Geração	54.555	(42.869)	11.686	13.531	3,38%	3,38%		
Jaguari Geração	7.896	(4.930)	2.966	3.236	3,41%	3,41%		
CPFL Renováveis	3.653.906	(1.542.222)	2.111.685	2.271.452	4,37%	4,71%		
CPFL Transmissão	849.070	(10.827)	838.243	-	5,10%	0,00%		
Subtotal	4.913.121	(1.880.731)	3.032.390	2.367.486				
Intangível adquirido já incorporado								
RGE	1.433.007	(1.127.380)	305.627	357.683	3,63%	3,63%		
CPFL Renováveis	426.450	(363.329)	63.121	73.087	2,34%	2,34%		
Subtotal	1.859.457	(1.490.709)	368.748	430.769				
Intangível adquirido já incorporado - recomposto								
CPFL Paulista	1.074.026	(883.483)	190.543	222.747	3,00%	3,00%		
CPFL Piratininga	115.762	(89.547)	26.214	30.050	3,31%	3,31%		
Jaguari Geração	15.275	(10.216)	5.059	5.518	3,01%	3,01%		
RGE	366.887	(257.980)	108.907	126.025	4,67%	4,67%		
Subtotal	1.571.950	(1.241.227)	330.723	384.340				
Total	8.344.528	(4.612.667)	3.731.861	3.182.597				

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.

16.2 UBP/Intangível de concessão

Em 09 de setembro de 2020, a Lei nº 14.052 foi publicada estabelecendo principalmente novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, com vistas à compensação por riscos não-hidrológicos às usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Em 1º de dezembro de 2020, a Aneel aprovou a Resolução Normativa (REN) nº 895, que regulamenta a Lei nº 14.052/2020 e que deverá permitir a normalidade das liquidações do Mercado de Curto Prazo, recuperação e eficiência do mercado, com redução da percepção de risco do setor elétrico.

Baseada nessa resolução, a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) apresentou ao mercado e à ANEEL os cálculos individualizados por usina com o respectivo prazo de extensão de cada outorga.

Em 30 de março de 2021 foi publicada a REN nº 930, retificando o entendimento sobre o alcance dos benefícios e concedendo compensação aos geradores que repactuaram a energia do ambiente de contratação regulada (ACR) para os anos de 2012 a 2014.

Após publicação da REN nº 930/2021, o Tribunal de Contas da União (TCU) apresentou representação solicitando esclarecimentos por parte da ANEEL e determinando a abstenção da prática de qualquer ato decorrente da REN nº 930/2021, inclusive quanto a homologar valores de compensação ou estender prazo de outorga de usinas integrantes do MRE que aderirem ao art. 2º da Lei nº 14.052/2020, até que fosse analisado o mérito da representação.

Em 13 de julho de 2021, porém, foi sancionada a Lei nº 14.182/2021 que deu nova redação a Lei nº 13.203/2015, ampliando o cálculo do prazo de extensão de outorga das usinas que repactuaram o risco hidrológico e incluindo as usinas estruturantes no cálculo da compensação financeira e extensão de outorga.

Como consequência determinadas controladas e controladas em conjunto do Grupo reconheceram ativos intangíveis oriundos da extensão de concessão em contrapartida da rubrica “custos operacionais”. O ativo foi reconhecido no montante total de R\$ 175.904 em 2021 (R\$ 55.163 em 2020). Esses montantes representam o valor justo do resarcimento ao qual às subsidiárias do Grupo possuem direito a receber, utilizando como bases os cálculos efetuados pela CCEE e acrescidos de um custo de capital próprio equivalente de a 9,63%.

16.3 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.

Para os exercícios de 2021 e 2020, com base na avaliação mencionada de eventuais indicativos, não houve necessidade de provisão de recuperação.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(17) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Circulante		
Encargos de serviço do sistema	926.667	275.379
Suprimento de energia elétrica	2.064.676	2.571.296
Encargos de uso da rede elétrica	343.755	336.451
Materiais e serviços	759.070	558.390
Energia livre	175.432	168.001
Total	4.269.598	3.909.517
Não circulante		
Suprimento de energia elétrica	378.388	431.037
Materiais e serviços	29.694	25.621
Total	408.082	456.658

(18) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado							Saldo em 31/12/2021
	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Combinação de negócios	
Moeda nacional								
Mensuradas ao custo								
Pré Fixado	8.691	-	(3.566)	5.349	-	(5.353)	-	5.121
Pós Fixado								
TJLP	476.405	-	(52.948)	30.172	-	(30.168)	31.988	455.448
IPCA	2.791.276	1.724.988	(232.855)	505.100	-	(148.175)	-	4.640.334
CDI	129.843	960.000	(33.800)	22.875	-	(3.082)	-	1.075.836
IGP-M	38.922	-	(16.124)	9.568	-	(3.161)	-	29.205
Subtotal	3.445.137	2.684.988	(339.293)	573.064	-	(189.939)	31.988	6.205.945
Mensuradas ao valor justo								
Pré Fixado	-	572.000	-	25.100	-	(18.117)	-	578.983
Marcação a mercado	-	-	-	(43.009)	-	-	-	(43.009)
Subtotal	-	572.000	-	(17.908)	-	(18.117)	-	535.975
Total moeda nacional	3.445.137	3.256.988	(339.293)	555.155	-	(208.056)	31.988	6.741.919
Gastos com captação	(49.894)	(3.045)	-	5.907	-	-	-	(47.032)
Moeda estrangeira								
Mensuradas ao custo								
Dólar	-	-	(12.340)	21.050	-	(2.443)	643.096	649.363
Subtotal	-	-	(12.340)	21.050	-	2.443	643.096	649.363
Mensuradas ao valor justo								
Dólar	5.072.184	1.343.000	(1.882.057)	111.890	345.944	(121.500)	-	4.869.460
Euro	3.053.302	-	(595.759)	17.380	(35.458)	(17.760)	-	2.421.705
Marcação a mercado	(98.695)	-	-	(73.850)	-	-	-	(172.545)
Subtotal	8.026.792	1.343.000	(2.477.816)	55.420	310.486	(139.260)	-	7.118.620
Total moeda estrangeira	8.026.792	1.343.000	(2.490.156)	76.470	310.486	(141.703)	643.096	7.767.983
Total	11.422.035	4.596.943	(2.829.449)	637.531	310.486	(349.760)	675.084	14.462.869
Circulante	2.797.195							2.246.711
Não Circulante	8.624.840							12.216.158
Consolidado								
Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020	
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
Pré Fixado	711.398	-	(700.406)	20.101	-	(22.401)	8.691	
Pós Fixado								
TJLP	2.744.331	3.000	(2.263.671)	123.380	-	(130.635)	476.405	
IPCA	1.609.038	1.250.000	(163.150)	196.573	-	(101.185)	2.791.276	
Selic	83.073	-	(84.405)	2.498	-	(1.166)	-	
CDI	180.012	-	(48.547)	4.308	-	(5.930)	129.843	
IGPM	42.605	-	(12.568)	12.381	-	(3.496)	38.922	
Cesta de moedas	1.694	-	(1.796)	121	-	(19)	-	
Outros	39.777	-	(39.671)	995	-	(1.102)	-	
Total ao custo	5.411.928	1.253.000	(3.314.214)	360.357	-	(265.935)	3.445.137	
Gastos com captação	(57.684)	(17.432)	-	25.222	-	-	-	(49.894)
Mensuradas ao valor justo								
Moeda estrangeira								
Dólar	4.178.417	1.909.349	(2.630.855)	178.871	1.608.827	(172.424)	5.072.184	
Euro	846.692	1.520.640	-	16.975	685.099	(16.104)	3.053.302	
Marcação a mercado	(16.056)	-	-	(82.639)	-	-	(98.695)	
Total ao valor justo	5.009.052	3.429.989	(2.630.855)	113.208	2.293.926	(188.528)	8.026.792	
Total	10.363.296	4.665.557	(5.945.069)	498.787	2.293.926	(454.463)	11.422.035	
Circulante	2.776.193							2.297.195
Não Circulante	7.587.102							8.624.840

Em consonância com o CPC 48, os gastos com captação referem-se aos custos diretamente atribuíveis às dívidas e estas são classificadas 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, reduzindo o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro do Grupo, exceto pela variação no valor justo em função do risco de crédito, que a depender das características das dívidas na época das contratações, pode ser registrada em outros resultados abrangentes ou no resultado do

exercício. Em 31 de dezembro de 2021, os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 215.554 (R\$ 98.695 em 31 de dezembro 2020), que reduzidos das perdas não realizados obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 155.475 (ganho de R\$ 45.046 em 31 de dezembro de 2020), contratados para proteção da variação cambial (nota 35), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 60.079 (R\$ 143.751 em 31 de dezembro de 2020).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado			Faixa de vencimento	Garantia			
		31/12/2021	31/12/2020						
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional									
Pré fixado									
FINAME	Pré fixado de 2,5% a 10%	(a)	5.121	8.691	2012 a 2024	(i) Alienação fiduciária de equipamentos; (ii) Cessão fiduciária de direitos creditórios; (iii) Conta Reserva e Contra Centralizadora; (iv) Fiança da CPFL Renováveis, CPFL Energia e State Grid			
Pós fixado									
TJLP									
FINEM	TJLP e TJLP + de 1,72% a 5,5%	(b)	424.707	474.288	2012 a 2039	(i) Penhor e Alienação fiduciária de equipamentos; (ii) Penhor e cessão fiduciária de direitos creditórios (iii) Contas Reserva e Centralizadora e Recebíveis; (iv) Penhor de Ações (v) Penhor de direitos emergentes das autorizações pela Aneel; (vi) Penhor de Ações das Beneficiárias; (vii) Fiança da CPFL Renováveis, CPFL Energia e State Grid; (viii) Fiança Bancária			
FINEP	TJLP + 5% a 6%		427	2.117	2017 a 2022	Fiança Bancária			
BNDES	TJLP + 3,05%		30.315	-	2029	Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional – Série B			
			455.448	476.405					
IPCA									
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,80%		4.434.659	2.791.276	2020 a 2040	Fiança da CPFL Energia e recebíveis			
BNB	IPCA + de 1,06 a 2,08%		205.676	-	2022 a 2044	Fiança Bancária			
			4.640.334	2.791.276					
CDI									
Empréstimos bancários	(i) 105% do CDI (ii) CDI - 1,25% a + 1,90%	(c)	97.432	129.843	2012 a 2023	(i) Fiança da CPFL Energia; (ii) Estrutura de ações preferenciais resgatáveis e (iii) Fiança da CPFL Renováveis			
Nota Promissória	CDI+0,96%		978.404		2024	Fiança da CPFL Energia			
IGPM			1.075.836	129.843					
Empréstimos bancários	IGPM + 8,63%		29.205	38.922	2023	(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			
			6.205.945	3.445.137					
Subtotal									
Mensuradas ao valor justo - Moeda nacional									
Pré-fixada									
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Pré fixado de 6,1574% a 7,3780%		578.983	-	2024	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
Marcação a mercado									
Subtotal			(43.009)		-				
			535.975		-				
Total moeda nacional									
			6.741.919	3.445.137					
Gastos com captação									
			(47.032)	(49.894)					
Mensuradas ao custo - Moeda Estrangeira									
Dólar									
Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD)	US\$ + de 4,59%		258.530	-	2036	República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul			
Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)	US\$ + de 2,93%		390.833	-	2037	República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul			
			649.363		-				
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira									
Dólar									
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,87% a 1,41%		558.630	728.348	2019 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,83% a 4,32%		4.310.829	4.343.836	2018 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
			4.869.460	5.072.184					
Euro									
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + de 0,43% a 0,82%		2.421.705	3.053.302	2021 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória			
Marcação a mercado									
			(172.545)	(98.695)					
Total moeda estrangeira									
			7.767.983	8.026.792					
Total									
			14.462.869	11.422.035					
Determinados empréstimos bancários, principalmente os contratados em moeda estrangeira, possuem swap convertendo variação cambial e taxa pré-fixada para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 34.									
Taxa efetiva:									
(a) De 30% a 70% do CDI	(b) De 60% a 110% do CDI		(c) De 100% a 130% do CDI						

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

Ano de vencimento	Consolidado
2023	3.032.696
2024	1.558.263
2025	2.711.560
2026	1.025.512
2027	3.357.665
2028 a 2032	495.715
2033 a 2037	145.341
2038 a 2042	85.955
2043 a 2047	9.129
Subtotal	12.421.837
Marcação a mercado	(205.679)
Total	12.216.158

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

Indexador	Consolidado			
	Variação acumulada %		% da dívida	
	2021	2020	31/12/2021	31/12/2020
TJLP	4,80	4,87	3,1	4,2
IPCA	10,06	4,52	32,1	24,4
CDI	4,40	2,78	60,0	71,0
Outros			4,7	0,5
			100,0	100,0

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Montantes R\$ mil			Pagamento de juros	Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro e taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativo					
	Total aprovado	Liberado em 2021	Liberado líquido dos gastos de captação										
Moeda nacional													
IPCA - BNDES													
Costa das dunas	70.482	62.500	62.500	Trimestral até 02/22	Mensal após 02/22	Investimento	IPCA + 1,36%	Não se aplica					
Farol de Tóros	61.672	30.262	30.262	Trimestral até 05/22	Mensal após 05/22	Investimento	IPCA + 1,48%	Não se aplica					
Figueira Branca	28.430	23.000	23.000	Trimestral até 05/22	Mensal após 05/22	Investimento	IPCA + 1,48%	Não se aplica					
Gameléira	44.051	62.738	62.738	Trimestral até 05/22	Mensal após 05/22	Investimento	IPCA + 1,48%	Não se aplica					
Transmissão Maracanau	42.422	20.648	20.648	Trimestral até 08/22	Mensal após 08/22	Investimento	IPCA + 1,06%	Não se aplica					
IPCA - BNDL													
CPFL Paulista	312.596	135.778	135.778	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica					
CPFL Paulista	1.002.912	435.622	435.622	Trimestral	Parcela única em junho de 2027	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica					
CPFL Piratininga	126.086	63.125	63.125	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica					
CPFL Piratininga	298.402	149.395	149.395	Trimestral	Parcela única em junho de 2028	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica					
CPFL Jaguari	244.385	80.440	80.440	Trimestral Até 07/2023	Mensal Após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica					
RGE	353.019	157.183	157.183,37	Trimestral Até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica					
RGE	1.132.601	504.297	504.296,63	Trimestral	Parcela única em junho de 2027	Investimento	IPCA + 4,34%	Não se aplica					
CDI													
CPFL Brasil	960.000	960.000	956.955	Final	Parcela única em outubro de 2024	Capital de giro	CDI + 1,08%	Não se aplica					
Lei 4131													
CPFL Piratininga	340.000	340.000	340.000	Semestral	Parcela única em março de 2024	Capital de giro	BRL + 6,1574%	CDI + 0,69%					
CPFL Brasil	125.000	125.000	125.000	Semestral	Parcela única em Junho de 2024	Capital de giro	BRL + 7,3780%	CDI + 0,88%					
CPFL Piratininga	107.000	107.000	107.000	Semestral	Parcela única em Junho de 2024	Capital de giro	BRL + 7,3780%	CDI + 0,88%					
Moeda estrangeira													
Lei 4131													
CPFL Piratininga	200.000	200.000	200.000	Trimestral	Parcela única em Setembro de 2026	Capital de giro	US\$ + 1.9400%	CDI + 0,88%					
CPFL Jaguari	142.000	142.000	142.000	Semestral	Parcela única em Setembro de 2026	Capital de giro	US\$ + 1.853%	CDI + 1,29%					
RGE	340.000	340.000	340.000	Semestral	Duas Parcelas Jun/25 e Jun/26	Capital de giro	US\$ + 1.8258%	CDI + 1,26%					
CPFL Brasil	100.000	100.000	100.000	Semestral	Parcela única em Dezembro de 2024	Capital de giro	US\$ + 1.7368%	CDI + 1,02%					
CPFL Piratininga	121.000	121.000	121.000	Semestral	Parcela única em Outubro de 2023	Capital de giro	US\$ + 0.7820%	CDI + 0,74%					
CPFL Geração	135.000	135.000	135.000	Semestral	Parcela única em Outubro de 2023	Capital de giro	US\$ + 0.7820%	CDI + 0,74%					
CPFL Geração	305.000	305.000	305.000	Anual	Parcela única em Outubro de 2023	Capital de giro	US\$ + 1.1600%	CDI + 0,55%					
	6.590.057	4.599.988	4.596.943										

Pré-pagamento:

Durante o exercício de 2021 não ocorreram liquidações antecipadas relevantes de empréstimos. Em 2020 R\$ 2.818.914 de empréstimos foram antecipados e os vencimentos originais eram até julho de 2038.

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 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

- ☒ Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75
- ☒ EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25
- ☒ Patrimônio líquido dividido pelo patrimônio líquido mais dívida líquida maior ou igual a 0,28.

Índices exigidos na demonstração financeira individual de subsidiárias da CPFL Renováveis, detentoras do contrato

- ☒ Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) maior ou igual a 1,2
- ☒ Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 30%.

Índices exigidos na demonstração financeira individual das subsidiárias de distribuição, detentoras do contrato

- ☒ Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75
- ☒ Dívida líquida dividida pela dívida líquida + patrimônio líquido menor ou igual a 0,9.

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).

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 2021.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(19) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Consolidado				
	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Saldo em 31/12/2021
Mensuradas ao custo - pós fixado					
CDI	5.600.262	603.000	(1.104.782)	232.114	(185.353)
IPCA	1.379.121	-	(62.671)	210.495	(69.301)
Total ao custo	6.979.384	603.000	(1.167.453)	442.610	(254.653)
Gastos com captação	(26.355)	(32.797)	-	8.965	-
					(50.188)
Mensuradas ao valor justo - pós fixado					
IPCA	464.414	954.000	-	168.185	(47.547)
Marcação a mercado	30.860	-	-	(169.608)	-
Total ao valor justo	495.274	954.000	-	(1.424)	(47.547)
Total	7.448.303	1.524.203	(1.167.453)	450.149	(302.200)
Circulante	1.191.270				1.788.125
Não Circulante	6.257.032				6.164.877

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Amortização principal	Consolidado		Saldo em 31/12/2020
			Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	
Mensuradas ao custo - pós fixado					
Pós fixado					
TJLP	438.990	(448.249)	12.003	(2.744)	-
CDI	6.336.467	(702.929)	180.603	(213.878)	5.600.262
IPCA	1.320.909	-	123.100	(64.888)	1.379.121
Total ao custo	8.096.368	(1.151.178)	315.704	(281.510)	6.979.384
Gastos com captação (*)	(42.215)	-	15.860	-	(26.355)
Mensuradas ao valor justo - pós fixado					
IPCA	444.939	-	44.717	(25.243)	464.413
Marcação a mercado	47.186	-	(16.326)	-	30.860
Total ao valor justo	492.125	-	28.391	(25.243)	495.274
Total	8.546.278	(1.151.178)	359.956	(306.753)	7.448.303
Circulante	682.582				1.191.270
Não Circulante	7.863.696				6.257.032

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	Consolidado		Faixa de vencimento	Garantia
		31/12/2021	31/12/2020		
Mensuradas ao Custo - Pós Fixado					
CDI	(i) De 103,6% a 109,75% do CDI (ii) CDI + 0,75% a 0,83% De 104,75% a 110% do CDI	(a) (a)	4.297.874 847.368	4.760.146 840.117	2018 a 2025 2020 a 2023
IPCA	IPCA + 5,8%	(b)	1.457.645 6.602.887	1.379.121 6.979.384	2021 a 2031
Gastos com captação					
			(50.188)	(26.355)	
Mensuradas ao valor justo - pós fixado					
IPCA	IPCA + 4,30% a 5,80%	(b)	1.539.051	464.413	2024 a 2031
Marcação a mercado					
			(138.748)	30.860	
Total		7.953.002	7.448.303		

Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 35.
Taxa efetiva:

(a) De 104,68% a 110,77% do CDI | CDI + de 0,76% a 0,89%

(b) IPCA + 4,84% a 6,31% e CDI + 8,2%

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures e estas são classificadas 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 reduzir o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas debêntures 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 2021 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 138.748 (perda de R\$ 30.860 em 31 de dezembro de 2020), que deduzidos das perdas obtidas não realizadas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 92.879 (ganho de R\$ 73.339 em 31 de dezembro de 2020), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 35), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 45.869 (R\$ 42.478 em 31 de dezembro de 2020).

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

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2023	1.956.100
2024	2.227.019
2025	408.308
2026	251.314
2027	252.847
2028 a 2032	1.208.036
Subtotal	6.303.624
Marcação a mercado	(138.748)
Total	6.164.877

Adições no exercício

Modalidade Empresa	Quantidade emitida	Liberado em 2021	Liberado líquido dos gastos de emissão	Pagamento de juros	Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
Moeda nacional - IPCA									
11ª Emissão - RGE	680.000	680.000	659.490	Semestral	03 parcelas anuais a partir de maio de 2029	Investimento, financiamento da dívida e capital de giro	IPCA + 4,3% a.a.	CDI + 8,20% a.a.	CDI + 0,43% a.a.
12ª Emissão - CPFL Piratininga	274.000	274.000	265.636	Semestral	03 parcelas anuais a partir de maio de 2029	Investimento, financiamento da dívida e capital de giro	IPCA + 4,3% a.a.	CDI + 8,20% a.a.	CDI + 0,43% a.a.
12ª Emissão - RIGEA2	603.000	603.000	599.076	Semestral	03 Parcelas anuais a partir de setembro 2026	reforço do capital de giro da Companhia	CDI + 1,4%	CDI + 1,58% a.a.	Não se aplica
	1.557.000		1.524.203						

Pré-pagamento:

No ano de 2021, foram liquidados antecipadamente R\$ 11.367 (R\$ 726.227 em 31 de dezembro de 2020) de debêntures cujos vencimentos originais eram até novembro de 2028.

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 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia

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

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 2021.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(20) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

As controladas mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados, cujas características:

20.1 Características

CPFL Paulista

Atualmente vigora, para os funcionários da controlada CPFL Paulista através da VIVEST 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

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

- (i) “Plano 1”: 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; e

(ii) “Plano 2”: 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 Família Previdência, 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 ocorrido em 2017, 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 Renováveis

Após a integração da CPFL Renováveis em 2020, parte dos funcionários da controlada CPFL Renováveis passaram a participar 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.

CPFL Transmissão

A controlada indireta CPFL Transmissão mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus colaboradores e ex-colaboradores, administrado pela Fundação Família Previdência, anteriormente denominando Fundação CEEE de Previdência Privada, sendo:

“Plano CEEEPREV”: O CEEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

O Plano CEEEPREV contém uma parte contribuição definida e uma parte benefício definido.

Em 2014 foi instaurado litígio judicial (Processo nº 0065790-57.2014.4.01.3400) relacionado as contribuições não paritárias, ajuizado pela Fundação Família Previdência (Antiga Fundação ELETROCEEE) em face da PREVIC, em razão da Portaria do órgão regulador que exigiu a apresentação de solução definitiva sobre os artigos do Regulamento do Plano de Benefícios que tratam da responsabilidade patronal perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial nas reservas que suportam os benefícios , que se encontram irregulares perante a legislação aplicável.

Isto porque o Plano de Benefícios da CEEEPREV previa responsabilidade exclusiva da patrocinadora perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial, o que, segundo a PREVIC, é entendimento corroborado pela Administração da controlada, viola as previsões da Lei Complementar nº 108/2001. O resultado em 1^a e 2^a instância foi desfavorável à Fundação e favorável à controlada, não havendo efeito suspensivo sobre os recursos pendentes.

A segunda demanda judicial (Processo nº 5051477-51.2019.8.21.0001) de 2019 foi ajuizada pela CEEE-GT (antes da cisão entre os segmentos Geração e Transmissão), cujo objetivo é o reconhecimento da nulidade das cláusulas do Plano de Benefícios CEEEPREV, a fim de tornar nula a responsabilidade exclusiva das patrocinadoras perante eventual insuficiência de cobertura patrimonial.

Em 14 de outubro 2021, a sentença foi julgada parcialmente procedente, determinando a nulidade das cláusulas do Plano de benefícios que não aplicam a paridade contributiva. Após sentença de 1º grau, o processo encontra-se em 2^a instância aguardando julgamento da apelação interposta pelas partes, os assessores jurídicos avaliam a chance de êxito como possível com viés de provável.

Considerando os fundamentos jurídicos, corroborados pelas recentes decisões dos tribunais, nos processos que tratam detalhadamente a matéria, a controlada, na qualidade de patrocinadora do Plano CEEEPREV, entende que a partir da nova decisão judicial, a melhor estimativa para mensuração desse passivo é utilizar o risk sharing como redutor do passivo atuarial.

Em 31 de dezembro de 2021, a controlada reavaliou a estimativa relacionada ao passivo atuarial do Plano CEEEPREV referente ao compartilhamento do risco sobre os déficits atuariais, e considerando os fundamentos jurídicos, corroborados pelas recentes decisões dos tribunais nos processos que tratam detalhadamente a matéria, o passivo do Plano CEEEPREV foi reconhecido na proporção paritária, apresentando uma redução de R\$ 412.896 sobre o valor líquido do passivo de benefício definido

anteriormente registrado, chegando a um saldo de R\$ 498.066. O movimento do último trimestre de 2021, foi um aumento do efeito “risk sharing” no valor de R\$ 45.428, representando um ganho atuarial no período.

Anteriormente, o passivo do Plano CEEEPREV era avaliado sem a consideração de compartilhamento de risco, e com esta avaliação da controlada, houve mudança de estimativa à luz do que está definido no “CPC 23 - Políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro”. Os efeitos desta mudança de estimativa foram reconhecidos em outros resultados abrangentes no Patrimônio Líquido.

“Plano Único”: O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Esse plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que “A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador”. Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução CNPC nº 30 de 30/10/2018, determina em seu art. 14º que para a destinação da reserva especial ou equacionamento de déficit, deverão ser identificados quais os montantes atribuíveis aos participantes e assistidos, de um lado, e ao patrocinador, de outro, observada a proporção contributiva das contribuições normais vertidas no período em que se deu a constituição da reserva especial, no caso de superávit, e as contribuições vigentes no período em que o resultado deficitário foi apurado, no caso de déficit, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano do benefício administrado pela EFPC, a controlada, na qualidade de patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado, ou seja, o passivo do Plano Único é reconhecido na proporção paritária.

“Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP”: Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a partir de 1997 a controlada era responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação Família Previdência e que ainda não tenha cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado era definitivamente aposentado pela Fundação. Atualmente, recebem o complemento de verbas que não entraram no cálculo do INSS, sendo a empresa condenada pela justiça ao pagamento de forma vitalícia. Para isso, a controlada provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a essas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento desses benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

20.2 Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2021								
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE Sul (RGE)	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CPFL Transmissão	Total
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura									
Valor justo dos ativos do plano	7.159.489	2.021.407	173.628	472.498	622.201	1.505.501	3.857	2.314.147	14.272.726
Valor presente das obrigações não cobertas pelos ativos	(5.180.254)	(1.561.436)	(125.075)	(461.413)	(482.742)	(951.605)	-	(1.403.183)	(10.156.609)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	1.979.235	459.971	47.653	21.084	139.459	553.896	3.857	910.964	4.116.118
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	1.979.235	459.971	47.653	21.084	139.459	(257.756)	-	(412.896)	(670.652)
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura									
Valor justo dos ativos do plano	7.138.641	2.047.884	175.300	452.237	670.330	-	-	-	10.484.390
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(4.980.047)	(1.484.375)	(122.879)	(463.399)	(493.886)	-	-	-	(7.544.586)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	2.158.593	563.508	52.421	(11.163)	176.444	-	-	-	2.939.804
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	2.158.593	563.508	52.421	-	176.444	-	-	-	2.950.965

	31/12/2020								
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE	Plano 1	Plano 2	Plano Único	CPFL Transmissão	Total
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura									
Valor justo dos ativos do plano	7.138.641	2.047.884	175.300	452.237	670.330	-	-	-	10.484.390
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(4.980.047)	(1.484.375)	(122.879)	(463.399)	(493.886)	-	-	-	(7.544.586)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	2.158.593	563.508	52.421	(11.163)	176.444	-	-	-	2.939.804
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	2.158.593	563.508	52.421	-	176.444	-	-	-	2.950.965

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

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE Sul (RGE)		Plano Único	CPFL Transmissão	CEEPEV BD	Total
	Plano 1 (*)	Plano 2		Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEPEV BD	
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2019	6.164.035	1.773.089	152.254	464.335	681.363	-	-	-	9.235.076
Custo do serviço corrente bruto	1.344	7.565	108	(24)	1.873	-	-	-	10.866
Juros sobre obrigação atuarial	457.841	130.848	11.274	34.289	50.135	-	-	-	684.387
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	1.942	-	1.423	1.263	-	-	-	4.628
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(246)	(714)	(18)	-	-	-	-	-	(978)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	985.054	239.764	22.053	(18.607)	(24.665)	-	-	-	1.203.599
Benefícios pagos no ano	(469.387)	(104.610)	(10.371)	(29.179)	(39.639)	-	-	-	(653.186)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2020	7.138.641	2.047.884	175.300	452.237	670.330	-	-	-	10.484.392
Combinação de negócios	-	-	-	-	-	1.271.362	4.136	1.922.942	3.198.340
Custo do serviço corrente bruto	1.676	9.324	149	(1.167)	1.142	(111)	-	1.692	12.705
Juros sobre obrigação atuarial	530.180	153.225	13.019	33.746	50.085	11.151	64	41.120	832.590
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	1.656	-	205	554	4.309	-	307	7.031
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(1.812)	(1.508)	(45)	25.026	14.221	2.044	199	13.670	51.795
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	66.832	(58.827)	(2.308)	(9.252)	(76.057)	39.640	(449)	15.834	(24.587)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	-	-	-	-	(36.826)	-	(45.428)	(82.254)
Benefícios pagos no ano	(576.028)	(130.347)	(12.487)	(28.297)	(38.074)	(43.724)	(93)	(48.888)	(877.938)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2021	7.159.489	2.021.407	173.628	472.498	622.201	1.247.745	3.857	1.901.251	13.602.074
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE		Plano Único	CPFL Transmissão	CEEPEV BD	Total
	Plano 1	Plano 2		Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEPEV BD	
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2019	(4.517.265)	(1.353.050)	(105.914)	(466.390)	(503.867)	-	-	-	(6.946.486)
Rendimento esperado no exercício	(343.869)	(104.675)	(8.400)	(34.598)	(37.129)	-	-	-	(528.671)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	(1.942)	-	(1.423)	(1.263)	-	-	-	(4.628)
Contribuições de patrocinadoras	(127.649)	(37.741)	(3.037)	(7.853)	(6.948)	-	-	-	(183.228)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(460.651)	(91.577)	(15.899)	17.686	15.682	-	-	-	(534.759)
Benefícios pagos no exercício	469.387	104.610	10.371	29.179	39.639	-	-	-	653.186
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2020	(4.980.047)	(1.484.375)	(122.879)	(463.399)	(493.886)	-	-	-	(7.544.586)
Combinação de negócios	-	-	-	-	-	(995.696)	-	(1.485.313)	(2.481.009)
Rendimento esperado no exercício	(371.807)	(112.568)	(9.141)	(34.980)	(36.792)	(7.560)	-	(24.555)	(597.403)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	-	(1.656)	-	(205)	(554)	(4.309)	-	(307)	(7.031)
Contribuições de patrocinadoras	(269.954)	(89.074)	(5.607)	(2.160)	(3.201)	(6.946)	-	(18.278)	(395.220)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(134.472)	(4.110)	(834)	21.033	13.616	19.183	-	76.382	(9.202)
Benefícios pagos no exercício	576.028	130.347	12.487	28.297	38.074	43.724	-	48.888	877.845
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2021	(5.180.254)	(1.561.436)	(125.975)	(451.413)	(482.742)	(951.605)	-	(1.403.183)	(10.156.606)

20.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE		Plano Único	CPFL Transmissão	CEEPEV BD	Total
	Plano 1	Plano 2		Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEPEV BD	
Passivo atuarial líquido em 31/12/2020	2.158.592	563.508	52.419	-	176.444	-	275.566	4.136	437.629
Combinação de Negócios	-	-	-	-	-	-	-	-	717.331
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	160.049	49.981	4.027	(1.539)	14.435	3.480	64	18.257	248.754
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(269.954)	(89.074)	(5.607)	(2.160)	(3.201)	(6.946)	(93)	(18.278)	(395.313)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(1.812)	(1.508)	(45)	25.026	14.221	2.044	199	13.670	51.795
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	66.832	(58.827)	(2.308)	(9.252)	(76.057)	39.640	(449)	15.834	(24.587)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(134.472)	(4.110)	(834)	21.033	13.616	19.183	-	76.382	(9.202)
Efeito risk sharing	-	-	-	-	-	(36.826)	-	(45.428)	(82.254)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	(12.024)	-	-	-	-	(12.024)
Passivo atuarial líquido em 31/12/2021	1.979.235	459.970	47.652	21.084	139.458	296.140	3.857	498.068	3.445.465
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	-	18.963
Total passivo									3.464.428
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	604.253
Não Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	2.860.176

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE		Plano Único	CPFL Transmissão	CEEPEV BD	Total
	Plano 1	Plano 2		Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEPEV BD	
Passivo atuarial líquido em 31/12/2019	1.721.619	420.039	46.340	-	177.496	-	-	-	2.365.492
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	122.573	33.738	2.982	(295)	14.879	-	-	-	173.877
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(127.649)	(37.741)	(3.037)	(7.853)	(6.948)	-	-	-	(183.228)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(246)	(714)	(18)	-	-	-	-	-	(978)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	985.054	239.764	22.053	(18.607)	(24.665)	-	-	-	1.203.599
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(460.651)	(91.577)	(15.899)	17.686	15.682	-	-	-	(534.759)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(82.106)	-	-	9.069	-	-	-	-	(73.037)
Passivo atuarial líquido em 31/12/2020	2.158.592	563.508	52.419	-	176.444	-	-	-	2.950.968
Outras contribuições	-	-	-	-	-	-	-	-	8.691
Total passivo									2.959.659
Circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	199.803
Não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	2.759.826

20.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2022 estão apresentadas a seguir:

	2022
CPFL Paulista	375.407
CPFL Piratininga	121.520
CPFL Renováveis	7.700
RGE - Plano 1	2.115
RGE - Plano 2	3.460
CPFL Transmissão - Plano Único	22.574
CPFL Transmissão - CEEPEV BD	59.331
Total	592.107

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

	2022	2023	2024	2025	2026 a 2031	Total
CPFL Paulista	626.315	641.701	656.265	669.825	4.232.630	6.826.736
CPFL Piratininga	147.461	152.868	158.918	164.879	1.109.625	1.733.751
CPFL Renováveis	15.294	15.574	15.864	16.126	100.774	163.632
RGE - Plano 1	30.215	31.469	32.454	33.376	219.284	346.798
RGE - Plano 2	49.583	51.286	53.044	54.879	369.892	578.684
CPFL Transmissão - Plano Único	146.683	148.972	150.913	152.473	922.289	1.521.330
CPFL Transmissão - CEEEPREV BD	187.848	196.948	206.826	217.197	1.552.221	2.361.040
Total	1.203.399	1.238.818	1.274.284	1.308.755	8.506.715	13.531.971

Em 31 de dezembro de 2021, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 8,6 anos para a CPFL Paulista, 10,3 anos para a CPFL Piratininga, 8,8 anos para a CPFL Renováveis, 10 anos para o Plano 1 e 10,5 anos para o Plano 2 da RGE, e 9,8 anos no plano único e 11,6 anos no plano CEEEPREV BD da CPFL Transmissão.

20.5 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 2022 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2021 e 2020 são como segue:

	2022 estimadas									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE Sul (RGE)		CPFL Transmissão			Total	
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD		
Custo do serviço	1.399	8.032	34	(79)	1.367	(15.067)	-	(406)	(4.720)	
Juros sobre obrigações atuariais	645.392	183.514	15.637	42.801	56.456	74.329	383	120.104	1.138.616	
Rendimento esperado dos ativos do plano	(476.809)	(145.986)	(11.515)	(40.933)	(43.517)	(46.559)	-	(74.394)	(839.713)	
Total da despesa (receita)	169.982	45.560	4.156	1.789	14.306	12.703	383	45.304	294.183	

	2021 realizadas									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE		CPFL Transmissão			Total	
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD		
Custo do serviço	1.676	9.324	149	(1.167)	1.142	(111)	-	1.692	12.705	
Juros sobre obrigações atuariais	530.180	153.225	13.019	33.746	50.085	11.151	64	41.120	832.590	
Rendimento esperado dos ativos do plano	(371.807)	(112.568)	(9.141)	(34.980)	(36.792)	(7.560)	-	(24.555)	(597.403)	
Efeito do limite do ativo a ser registrado	-	-	862	-	-	-	-	-	862	
Total da despesa (receita)	160.049	49.981	4.027	(1.539)	14.435	3.480	64	18.257	248.754	

	2020 realizadas									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Renováveis	RGE		CPFL Transmissão			Total	
				Plano 1	Plano 2	Plano Único	CTP	CEEEPREV BD		
Custo do serviço	1.344	7.565	108	(24)	1.873	-	-	-	10.866	
Juros sobre obrigações atuariais	457.841	130.848	11.274	34.289	50.135	-	-	-	664.367	
Rendimento esperado dos ativos do plano	(343.869)	(104.675)	(8.400)	(34.598)	(37.129)	-	-	-	(528.671)	
Efeito do limite a ser contabilizado	7.257	-	-	38	-	-	-	-	7.295	
Total da despesa (receita)	122.573	33.738	2.982	(295)	14.879	-	-	-	173.877	

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

	CPFL Paulista, CPFL Renováveis e CPFL Piratininga			RGE (Planos 1 e 2)		CPFL Transmissão (Plano Único e CEEEPREV BD)		
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,41% a.a.	7,72% a.a.	9,41% a.a.	7,72% a.a.	10,38% a.a.	-	-	-
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,41% a.a.	7,72% a.a.	9,41% a.a.	7,72% a.a.	5,09% a.a.	-	-	-
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,40% a.a. (*)	5,31% a.a. (*)	5,74% a.a. (**)	5,48% a.a. (**)	5,03% a.a.	-	-	-
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	3,75% a.a.	4,00% a.a.	3,75% a.a.	5,03% a.a.	-	-	-
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	4,00% a.a.	3,75% a.a.	4,00% a.a.	3,75% a.a.	5,03% a.a.	-	-	-
Tábuas biométricas de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015	BR-EMSSb- 2015 MF (**)	-	-	-
Tábuas biométricas de entrada em invalidez:	Light fraca (-30) ExpR_2012	Light fraca (-30) ExpR_2012	Light média Nula	Light média Nula	Light fraca Nula	-	-	-
Taxa de rotatividade esperada:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	Ao preencher as carências regulamentares	-	-	-
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	-	-	-	-	-	-	-	-

(*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a CPFL Piratininga foi de 6,55% em 2021 e de 6,14% em 2020.

(**) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE (Plano 1) foi de 5,22% em 2021 e de 4,96% em 2020.

(***) Tábuas biométricas de mortalidade geral para o plara o Plano Único é AT-2000 por sexo.

20.6 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 2021 e 2020, administrados pela VIVEST e Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2022, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2021.

A composição dos ativos administrados pelos planos é como segue:

	Ativos administrados pela VIVEST				Ativos administrados pela Família Previdência				Ativos administrados pela CEEEPREV			
	CPFL Paulista e CPFL Geração		CPFL Piratininga		RGE		Plano 1		Plano 2		Plano Único	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Renda fixa	69%	77%	71%	78%	78%	78%	77%	76%	70%	-	64%	-
Títulos públicos federais	38%	65%	37%	61%	68%	63%	65%	60%	59%	-	56%	-
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	1%	1%	1%	4%	10%	5%	7%	4%	-	5%	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	0%	1%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	-	3%	-
Fundos de investimento multimercado	1%	2%	1%	2%	4%	4%	4%	6%	3%	-	1%	-
Outros investimentos de renda fixa	28%	9%	30%	13%	-	-	-	-	0%	-	0%	-
Renda variável	26%	18%	26%	18%	12%	18%	14%	18%	21%	-	23%	-
Fundos de investimento em ações	26%	18%	26%	18%	12%	18%	14%	18%	21%	-	23%	-
Investimentos estruturados	1%	1%	1%	1%	7%	1%	5%	1%	6%	-	8%	-
Fundos de participação	-	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	-	0%	-
Fundos imobiliários	-	-	-	-	0%	0%	0%	1%	0%	-	0%	-
Fundos de investimento multimercado	1%	1%	1%	1%	7%	-	5%	-	6%	-	7%	-
Cotados em mercado ativo	96%	96%	99%	97%	98%	96%	97%	95%	97%	-	95%	-
Imóveis	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	-	1%	-
Operações com participantes	1%	1%	2%	1%	2%	2%	3%	3%	2%	-	4%	-
Outros ativos	2%	1%	0%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	-	-1%	-
Depósitos judiciais e outros	2%	1%	0%	0%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	-	-1%	-
Não cotados em mercado ativo	4%	4%	2%	3%	2%	4%	3%	5%	3%	-	5%	-

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

	VIVEST				FAMÍLIA PREVIDÊNCIA				CEEFPREV			
	CPFL Paulista e CPFL Geração		CPFL Piratininga		RGE		Plano 1		Plano 2		Plano Único	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Renda Fixa	45,0%	46,4%	72,0%	69,0%	57%	57%	48%					
Renda variável	32,6%	29,6%	14,0%	17,0%	26%	26%	31%					
Imóveis	2,4%	1,7%	2,0%	2,0%	2%	2%	5%					
Empréstimos e financiamentos	1,4%	2,2%	2,0%	3,0%	2%	2%	4%					
Investimentos estruturados	10,0%	10,0%	7,0%	5,0%	6%	6%	7%					
Investimentos no exterior	8,6%	10,0%	3%	4%	7%	7%	8%					
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%					

A meta de alocação para 2022 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da VIVEST e Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2021 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2022, 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 VIVEST e a Fundação Família Previdência 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 comprehende 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.

20.7 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		CPFL Transmissão***		Total
					Plano 1	Plano 2	Plano Único	CEEEPREV BD	
Taxa de desconto nominal*	-0,25 p.p. +0,25 p.p.	155.371 (149.502)	52.805 (50.481)	3.879 (3.727)	11.919 (11.410)	16.559 (15.816)	30.790 (29.674)	138.070 29.373	409.393 (231.237)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano -1 ano	(176.368) 174.362	(40.829) 39.962	(4.143) 4.099	(8.985) 8.760	(12.040) 11.761	(43.201) 42.886	31.807 132.387	(253.759) 414.217

* A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 10,38%. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 10,13% a.a. e 10,63% a.a..

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

*** Sem incluir as estimativas para o plano CTP.

20.8 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.

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

Na Família Previdência, os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reaprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente.

A VIVEST e a Fundação Família Previdência utilizam, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco ("VaR"), *Tracking Risk*, *Tracking Error* e Teste de Perda em Cenário de Estresse ("Stress Test").

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição ao risco de mercado dos portfólios dos planos, são calculadas a Exposição Base Ano EBA e realizadas Simulações de Stress. O EBA consiste em uma métrica que expressa a exposição a risco do portfólio como proporção do patrimônio, considerando-se a soma das exposições geradas por cada ativo, a partir da definição de choques sobre os respectivos fatores de risco.

As Políticas de Investimentos da VIVEST e da Fundação Família Previdência 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.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(21) TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Compens. financ. pela utilização de rec. hídricos - CFURH	933	848
Reserva global de reversão - RGR	17.248	17.258
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	8.949	7.560
Conta de desenvolvimento energético - CDE	46.909	1.393
Bandeiras tarifárias e outros	477.927	81.312
Total	551.966	108.371

Bandeiras tarifárias e outros – O saldo de 31 de dezembro de 2021 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha escassez hídrica) faturada em dezembro de 2021 e ainda não homologada.

(22) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	210.896	52.333
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	77.517	39.137
Imposto de renda e contribuição social a recolher	288.412	91.470
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	669.830	568.598
Programa de integração social - PIS	23.340	36.229
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	111.933	164.705
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	7.606	24.176
Outros	74.156	80.044
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	886.864	873.752
Total Circulante	1.175.276	965.222
Não circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	214.430	163.677
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	18.173	4.544
Imposto de renda e contribuição social a recolher	232.603	168.221
ICMS a pagar	874	839
IRPJ/CSLL parcelamento	5.218	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	6.092	839
Total Não circulante	238.695	169.059

Imposto de renda pessoa jurídica – IRPJ: no não circulante refere-se às provisões para riscos fiscais referentes aos tributos sobre o lucro. O maior montante do caso refere-se a Mandado de Segurança impetrado pela controlada CPFL Piratininga, que discute a possibilidade da dedução da despesa da CSLL da base de cálculo do IRPJ, sendo que para este caso é mais provável que as Autoridades Fiscais não aceitem o procedimento em questão.

O Grupo possui alguns tratamentos incertos de tributos sobre o lucro para os quais a Administração concluiu que é mais provável que sejam aceitos pela autoridade fiscal do que não, cujos efeitos de potenciais contingências estão divulgados na nota 23 - Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais.

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

	Consolidado			
	31/12/2021	31/12/2020		
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	435.822	150.788	219.113	91.156
Cíveis	416.029	45.319	284.766	72.274
Fiscais				
Imposto de renda e contribuição social	-	438.106	89	425.528
Outras	92.046	224.636	44.836	175.718
	92.046	662.742	44.924	601.246
Outros	91.467	131	67.332	83
Total	1.035.364	858.981	616.136	764.760

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

	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2020	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Combinação de negócios	Saldo em 31/12/2021
Trabalhistas	219.113	51.386	(21.347)	(52.380)	21.248	217.802	435.822
Cíveis	284.766	289.998	(103.781)	(151.199)	58.380	37.865	416.029
Fiscais	44.924	24.635	(6.628)	(6.340)	2.367	33.088	92.046
Outros	67.332	7.462	(1.591)	(9.162)	788	26.638	91.467
Total	616.136	373.481	(133.348)	(219.082)	82.783	315.393	1.035.364

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 das controladas, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
 - Majoração tarifária** - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE nºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".
- c. **Fiscais** - Refere-se a 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.
- 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 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 2021 e 2020 estavam assim representadas:

	Consolidado		Principais causas
	31/12/2021	31/12/2020	
Trabalhistas	574.607	609.335	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	2.186.898	2.139.333	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação da faixa de domínio
Fiscais	4.939.624	4.774.906	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - outros	2.512.047	2.345.775	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatórios	135.765	100.358	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	10.348.941	9.969.707	

Fiscais:

- (i) Um dos principais temas se refere a discussões sobre a dedutibilidade para imposto de renda das despesas reconhecidas em 1997 referente à novação de dívida relativa ao plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP ("Vivest") no montante estimado de R\$ 1.517.293, havendo depósitos judiciais no valor de R\$ 23.700 e garantias financeiras (seguros e fianças bancárias) no valor total de R\$ 1.648.985, nos termos exigidos pela legislação processual. Adicionalmente, discute-se juros que incidiram sobre depósito judicial levantado pela Companhia no montante de R\$ 262.523 e que se encontram depositados em juízo. Em 23 de maio, 06 de junho e 17 de setembro de 2019, o recurso especial do principal processo foi julgado perante a Segunda Turma de Direito Público do Superior Tribunal de Justiça (STJ) de maneira desfavorável para a controlada, cuja decisão foi publicada em seu integral teor em 26 de junho de 2020, sobre o qual foram opostos embargos de declaração em 04 de agosto de 2020, que aguardam julgamento. Adicionalmente, a controlada possui um recurso extraordinário em tramitação no Supremo Tribunal Federal (STF). Em 3 de agosto de 2021, foi proferida decisão monocrática, por um dos Ministros da Segunda Turma, negando provimento ao agravo e não admitindo o recurso extraordinário com base em aspectos formais e processuais, sem avaliação do mérito do caso. Referida decisão foi objeto de recurso para o colegiado da Segunda Turma, quando todos os demais Ministros terão a oportunidade de avaliar o recurso. Com base no atual estágio de tramitação dos processos, tanto no STJ quanto no STF, e na opinião de seus assessores legais, a controlada permanece confiante nos fundamentos jurídicos apresentados e continuará os defendendo perante o Poder Judiciário, mantendo o prognóstico de risco de perda dos processos como não provável, tendo no STF uma nova oportunidade de análise para o caso, focadamente constitucional, com robustos fundamentos, a indicar significativa viabilidade de êxito dos recursos extraordinários, bem como continuará tentando evitar possíveis saídas de caixa caso venha a ser requerida a substituir as garantias financeiras existentes por depósito em dinheiro.
- (ii) em 2016 a controlada CPFL Renováveis recebeu auto de infração no montante atualizado de R\$ 356.870 referente cobrança de 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 o prognóstico de risco de perda dos processos como possível;
- (iii) em 2016 a controlada CPFL Geração recebeu um auto de infração no montante total atualizado de R\$ 607.527 relativo à cobrança de IRPJ e CSLL relativo ao ano-calendário 2011, apurado sobre suposto ganho de capital identificado na aquisição da ERSA 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 o prognóstico de risco de perda dos processos como possível. A partir de setembro de 2020, em decorrência da integração da CPFL Renováveis em 2020 os processos migraram para a CPFL Renováveis.

Trabalhistas:

No tocante às contingências trabalhistas o Supremo Tribunal Federal reafirmou em dezembro a aplicação do IPCA-E para os débitos na fase pré-processual e a SELIC para após o ajuizamento das ações, mantendo modulação dos efeitos da decisão, conforme andamento processual, respaldando os pagamentos já realizados com a atualização pela TR. A Administração do Grupo esclarece que realiza a liquidação individualizada dos casos trabalhistas, nos termos das respectivas decisões e não identificou em análise preliminar alteração material. Assim, o Grupo permanece acompanhando a aplicação das decisões do STF aos seus casos até que sobrevenha solução legislativa para alteração da TR.

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

(24) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Consumidores e concessionárias	219.444	199.833	75.415	63.209
Programa de eficiência energética - PEE	394.443	375.746	17.149	911
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	221.806	216.021	27.660	26.075
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	106.301	35.112	-	-
Fundo de reversão	1.666	1.712	9.192	10.904
Adiantamentos	529.182	507.167	56.970	44.026
Descontos tarifários - CDE	22.772	60.023	-	-
Folha de pagamento	59.639	19.128	-	-
Participação nos lucros	104.826	111.788	33.909	26.836
Convênios de arrecadação	113.991	102.954	-	-
Aquisição de negócios	11.317	9.838	-	-
Outros	144.916	70.036	254.296	47.071
Total	1.930.303	1.709.358	474.591	219.032

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

Consumidores e concessionárias: referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos.

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.

Programas de eficiência energética - PEE e pesquisa e desenvolvimento – P&D: as controladas de distribuição reconheceram passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de PEE e P&D. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e o Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os programas de PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária. Os recolhimentos a CDE são realizados no dia 10 de cada mês, sendo que o primeiro recolhimento foi realizado no mês de abril de 2021.

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.

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

(25) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e 2020 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2021		31/12/2020	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
State Grid Brazil Power Participações S.A.	730.435.698	63,39%	730.435.698	63,39%
ESC Energia S.A.	234.086.204	20,32%	234.086.204	20,32%
Membros do Conselho de Administração	163.600	0,01%	-	0,00%
Membros da Diretoria Executiva	2.300	0,00%	102.100	0,01%
Demais acionistas	187.566.638	16,28%	187.630.438	16,28%
Total	1.152.254.440	100,00%	1.152.254.440	100,00%

25.1 Gestão do capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores, do mercado e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e bem como a estratégia de subida de dividendos das controladas para Companhia, e da Companhia para os controladores.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2021, a estrutura de capital e a alavancagem consolidada da CPFL Energia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,12 vezes o EBITDA em 2021 (2,19 vezes em 2020), no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política do grupo é manter este índice abaixo de 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição. Historicamente, a Companhia não vem adquirindo suas próprias ações no mercado.

25.2 Reserva de capital

Refere-se basicamente ao registro de operações envolvendo a controlada CPFL Renováveis: (i) combinação de negócios em 2011 (R\$ 228.322); (ii) oferta pública de ações em 2013 (R\$ 59.308); (iii) associação com a DESA em 2014 (R\$ 180.297); redução por: (iv) aquisição de participação, pela Companhia, anteriormente detida pela controladora State Grid em 2019 (R\$ 2.034.920) e (v) alteração na participação sem alteração no controle em 2019 (R\$ 75.298), 2020 (R\$ 2.915) e 2021 (R\$ 2.371).

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.

25.3 Reserva de lucros

O saldo da reserva de lucros em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 9.264.306, que compreende: i) dividendos de R\$ 3.735,932, (ii) reserva legal de R\$ 1.455.685, e iii) reserva de reforço de capital de giro R\$ 4.072.689.

25.4 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\$ 301.237;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 2.173.640 (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\$ 12.373).

25.5 Dividendo

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de abril de 2021 foi aprovada a declaração de dividendo mínimo obrigatório de R\$ 865.248 e do dividendo adicional proposto de R\$ 865.248 referente ao exercício de 2020.

Em 2021, por meio de Reunião Extraordinária do Conselho de Administração, a Companhia aprovou a declaração de: (i) dividendos utilizando-se do saldo da reserva de reforço de capital de giro no montante de R\$ 1.730.495 e (ii) dividendos intermediários de R\$ 804.000, sendo esses incluídos nos dividendos mínimos obrigatórios de 2021. Adicionalmente, a Companhia está propondo para o exercício de 2021, o montante de R\$ 3.735.932 de dividendo adicional proposto.

Em 2021, a Companhia efetuou pagamento R\$ 4.251.559 de dividendos, sendo R\$ 801.436 referentes ao dividendo intermediário de 2021.

25.6 Destinação do lucro líquido do exercício

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

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

	2021
Lucro líquido do exercício - controladora	4.748.049
Realização do resultado abrangente	28.265
Dividendo prescrito	1.020
Lucro líquido base para destinação	4.777.335
Reserva legal	(237.402)
Dividendo intermediário	(804.000)
Dividendo adicional proposto	(3.735.932)

O atendimento ao art. 202 da lei 6404/76, referente aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021 foi satisfeito através da imputação dos dividendos intermediários utilizando-se do resultado intermediário findo em junho/2021 (R\$ 804.000) e dividendos utilizando-se da reserva de reforço de capital de giro (R\$ 1.730.496).

(26) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2021 e 2020 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:

	2021	2020
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	4.748.049	3.643.149
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.152.254.440	1.152.254.440
Lucro por ação	4,12	3,16

(27) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	Nº de consumidores		GWh		R\$ mil	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	9.148.715	8.926.689	21.051	20.944	18.745.160	15.621.829
Industrial	52.735	55.865	10.460	11.865	4.743.170	4.515.501
Comercial	515.427	520.139	9.751	9.761	6.838.021	5.896.640
Rural	359.804	362.325	3.236	3.346	1.940.854	1.563.204
Poderes públicos	63.891	63.350	1.243	1.172	970.441	770.753
Iluminação pública	10.181	12.300	2.007	2.035	1.064.449	826.758
Serviço público	11.108	10.786	2.103	2.173	1.382.926	1.175.575
Fornecimento faturado	10.161.861	9.951.454	49.851	51.296	35.685.021	30.370.260
Consumo próprio	-	-	34	34	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(234.693)	260.678
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(14.970.379)	(13.438.340)
Fornecimento de energia elétrica	10.161.861	9.951.454	49.885	51.331	30.479.949	17.192.598
Furnas Centrais Elétricas S.A.			3.111	2.158	779.717	624.782
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			11.430	13.876	3.341.761	3.279.519
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(147.576)	(124.255)
Energia elétrica de curto prazo			6.914	8.453	1.696.478	1.128.085
Suprimento de energia elétrica			21.455	24.488	5.670.380	4.908.131
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					15.117.956	13.562.595
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					4.854.501	3.851.133
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(95.560)	(85.136)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					3.312.656	2.572.653
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					3.170.527	811.445
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					1.164.707	388.394
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					1.610.203	1.500.308
Outras receitas e rendas					1.055.766	660.813
Outras receitas operacionais					30.190.756	23.262.205
Total da receita operacional bruta					56.341.084	45.362.934
Deduções da receita operacional						
ICMS					(8.094.133)	(6.792.896)
PIS					(765.115)	(683.172)
COFINS					(3.527.584)	(3.144.621)
ISS					(28.078)	(24.545)
Reserva global de reversão - RGR					(807)	(152)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(3.736.253)	(3.476.264)
Programa de P & D e eficiência energética					(298.247)	(231.551)
PROINFA					(211.715)	(174.054)
Bandeiras tarifárias e outros					(412.388)	108.001
Compensação financeira pela utilização de recursos Hídricos - CFURH					(8.403)	(6.857)
Outros					(47.539)	(38.364)
Receita operacional líquida					(17.130.935)	(14.464.476)
					39.210.148	30.898.458

27.1. Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

Conforme previsto no Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, aprovado por meio da REN nº 463/2011, 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, a partir de maio de 2015. Os valores contabilizados serão amortizados a partir do 5º ciclo (já em vigência para a controlada CPFL Piratininga), quando serão descontados da Parcela B (parcela de custos gerenciáveis das tarifas), exceto para a controlada CPFL Santa Cruz, cuja amortização foi iniciada no Reajuste Tarifário Anual – RTA de março de 2017 devido à renovação de sua concessão em 2015.

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

Distribuidora	Mês	2021		2020	
		RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	17,62%	8,95%	14,90%	6,05%
CPFL Piratininga	Outubro	14,78%	12,40%	18,31%	9,82%
RGE	Junho	15,23%	9,95%	15,74%	6,09%
CPFL Santa Cruz	Março	17,19%	9,95%	10,71%	0,20%

- (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.

27.3. 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 2021 foi registrada receita de R\$ 1.610.253 (R\$ 1.500.308 em 2020), sendo R\$ 176.868 referentes à subvenção baixa renda (R\$ 198.044 em 2020), (ii) R\$ 1.275.206 referentes a outros descontos tarifários (R\$ 1.207.466 em 2020) e (iii) R\$ 158.122 referentes a descontos tarifários – liminares e subvenção CCRBT (R\$ 94.798 em 2020). Estes itens foram registrados em contrapartida a outros ativos na rubrica contas a receber – CDE (nota 12) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários – CDE (nota 24).

27.4. Conta de desenvolvimento energético – (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.814, de 01 de dezembro de 2020 e (“REH”) nº 2.833, de 17 de fevereiro de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), relativas à competência de janeiro e fevereiro de 2021, respectivamente.

Adicionalmente, por meio da REH nº 2.834, de 02 de março de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, com vigência a partir da competência de março de 2021 até a aprovação do orçamento anual da CDE 2021 e respectivas quotas anuais.

Por fim, a homologação definitiva das quotas de 2021 se deu por meio da REH nº 2864, de 05 de maio de 2021.

Além disso, a ANEEL, por meio da Nota Técnica (“NT”) nº05, de 27 de janeiro de 2021, estabeleceu as quotas anuais da CDE COVID, com vigência a partir dos respectivos processos tarifários de 2021, portanto, já registrada na CPFL Santa Cruz, CPFL Paulista e RGE.

(28) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2021	2020	2021	2020
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	10.489	10.973	3.711.587	3.827.810
PROINFA	1.041	1.098	355.409	291.894
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	56.344	62.644	15.711.811	12.722.132
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(1.756.760)	(1.499.918)
Subtotal	67.874	74.715	18.022.046	15.341.918
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica	2.798.398	2.541.229		
Encargos de transporte de Itaipu	302.177	320.762		
Encargos de conexão	190.592	177.650		
Encargos de uso do sistema de distribuição	66.161	46.463		
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)	2.081.037	127.931		
Encargos de energia de reserva - EER	168.776	244.716		
Crédito de PIS e COFINS	(521.928)	(314.643)		
Subtotal	5.085.211	3.144.109		
Total	23.107.257	18.486.027		
(*) Conta de energia de reserva				

Em 2021 foram registrados créditos em energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo de R\$ 193.116 relacionados a repactuação do GSF, conforme nota 16.2.

O aumento no ESS líquido do repasse do CONER representa principalmente o aumento expressivo no custo com segurança energética para fazer frente ao cenário energético desfavorável em 2021.

(29) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado											
	Custo com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Vendas		Despesas operacionais		Outros		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Pessoal	1.115.165	949.045	-	-	170.020	166.522	346.144	359.012	-	-	1.631.329	1.474.579
Entidade de previdência privada	248.754	174.347	-	-	-	-	-	-	-	-	248.754	174.347
Material	346.947	254.087	1.321	1.251	9.965	17.651	(2.936)	7.780	-	-	355.287	280.769
Serviços de terceiros	147.770	183.565	4.157	3.046	173.169	169.842	344.257	296.661	-	-	669.353	653.114
Custos com construção da infraestrutura	-	-	3.514.799	2.560.276	-	-	-	-	-	-	3.514.799	2.560.276
Outros	128.484	92.657	2.933	19	92.651	98.480	288.259	301.128	194.786	182.015	707.112	672.299
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	91.991	94.638	-	-	-	-	91.991	94.638
Arendamentos e aluguéis	69.743	62.142	-	-	-	-	20.149	20.626	-	-	89.892	82.768
Publicidade e propaganda	10	88	-	-	-	-	20.785	17.972	-	-	20.795	18.060
Legais, judiciais e indemnizações	15.461	(3)	-	-	-	-	254.995	237.909	-	-	270.456	237.906
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	4.816	9.956	-	-	4.816	9.956
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	157.049	172.676	157.049	172.676
Amortização de prêmio pago - GSF	22.477	17.778	-	-	-	-	-	-	-	-	22.477	17.778
Outros	20.792	12.652	2.933	19	660	1.842	(12.486)	14.665	37.737	9.339	49.636	38.517
Total	1.987.119	1.653.701	3.523.210	2.564.593	445.796	450.495	975.724	964.581	194.786	182.015	7.126.636	5.815.385

(30) RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado	
	2021	2020
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	170.438	168.913
Acréscimos e multas moratórias	334.457	302.902
Atualização de créditos fiscais	110.487	14.359
Atualização de depósitos judiciais	23.140	15.414
Atualizações monetárias e cambiais	260.151	286.448
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	16.916	14.890
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	83.740	17.371
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(55.204)	(39.616)
PIS e COFINS sobre JCP	(14.529)	(24.515)
Outros	195.558	180.615
Total	1.125.153	936.782
Despesas		
Encargos de dívidas	(781.155)	(799.332)
Atualizações monetárias e cambiais	(775.938)	(232.874)
(-) Juros capitalizados	39.015	30.131
Uso do Bem Público - UBP	(32.794)	(33.982)
Outros	(366.762)	(216.697)
Total	(1.917.634)	(1.252.756)
Resultado financeiro	(792.482)	(315.974)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2021 e 2020 sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 307.359 em 2021 (R\$ 2.368.945 em 2020) (nota 35).

(31) 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, 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.

Devido à aquisição da CPFL Transmissão (nota 13.4) foi criado o novo segmento de transmissão. Em 2020 os montantes referem-se às transmissoras CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II, que anteriormente compunham o segmento de geração.

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

	Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização	Serviços	Subtotal	Outros (*)	Eliminações	Total
2021									
Receita operacional líquida	33.222.929	2.811.513	506.153	2.545.625	121.910	39.208.129	2.019	-	39.210.148
(-) Vendas entre segmentos	12.171	1.077.182	114.453	10.084	748.412	1.962.303	-	(1.962.303)	-
Custo com energia elétrica	(21.236.374)	(503.982)	-	(2.578.068)	-	(24.318.423)	-	1.211.166	(23.107.257)
Custos e despesas operacionais	(6.190.149)	(599.720)	(632.528)	(77.918)	(678.217)	(8.178.531)	(37.947)	751.137	(7.465.342)
Depreciação e amortização	(924.619)	(711.472)	(15.137)	(4.024)	(33.043)	(1.688.295)	(63.120)	-	(1.751.414)
Resultado do serviço	4.883.958	2.073.522	(27.059)	(104.301)	159.062	6.985.183	(99.048)	-	6.886.135
Resultado de participação societárias	-	518.562	3.244	-	-	521.805	-	-	521.805
Receita financeira	859.746	136.048	27.722	94.382	8.392	1.126.291	39.159	(40.297)	1.125.153
Despesa financeira	(1.423.216)	(407.209)	(36.018)	(64.523)	(4.325)	(1.938.291)	(22.641)	40.297	(1.917.634)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	4.320.489	2.320.923	(32.112)	(74.441)	163.129	6.697.988	(82.530)	-	6.615.458
Imposto de renda e contribuição social	(1.452.175)	(118.790)	(71.974)	(18.539)	(40.813)	(1.702.291)	(59.417)	-	(1.761.708)
Lucro (prejuízo) líquido	2.868.314	2.202.133	(104.085)	(92.981)	122.317	4.995.697	(141.947)	-	4.853.751
Aquisições do ativo contratual, imobilizado e outros intangíveis	3.027.731	466.045	399.432	7.970	91.783	3.992.961	6.772	-	3.999.733
2020									
Receita operacional líquida	25.523.282	2.177.458	140.383	2.949.657	111.557	30.902.336	(3.878)	-	30.898.458
(-) Vendas entre segmentos	9.042	968.020	21.220	32.948	613.132	1.644.362	-	(1.644.362)	-
Custo com energia elétrica	(16.263.211)	(378.696)	-	(2.875.488)	-	(19.517.394)	-	1.031.368	(18.486.027)
Custos e despesas operacionais	(5.331.076)	(536.144)	(125.144)	(49.808)	(565.795)	(6.607.967)	(47.750)	612.994	(6.042.723)
Depreciação e amortização	(872.823)	(698.564)	(11)	(3.477)	(27.982)	(1.602.856)	(63.143)	-	(1.665.999)
Resultado do serviço	3.065.213	1.532.074	36.449	53.833	130.912	4.818.481	(114.771)	-	4.703.710
Resultado de participação societárias	-	409.606	-	-	-	409.606	-	-	409.606
Receita financeira	753.985	131.258	1.692	67.854	3.907	956.695	(9.726)	(12.188)	936.782
Despesa financeira	(732.503)	(506.798)	(291)	(23.658)	(2.379)	(1.265.628)	665	12.188	(1.252.756)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	3.086.695	1.566.139	37.850	98.029	132.440	4.921.153	(123.812)	-	4.797.341
Imposto de renda e contribuição social	(975.330)	64.358	(3.716)	(32.167)	(30.363)	(977.218)	(113.138)	-	(1.090.356)
Lucro (prejuízo) líquido	2.111.366	1.630.497	34.134	65.861	102.077	3.943.935	(236.949)	-	3.706.986
Aquisições do ativo contratual, imobilizado e outros intangíveis	2.316.780	283.011	134.104	5.010	65.356	2.804.261	4.003	-	2.808.264

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

(32) 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.

Algumas controladas da Companhia possuem planos de suplementação de aposentadoria mantidos junto às Vivest e Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 20 Entidade de Previdência Privada.

O Grupo possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do grupo, que avalia 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 2021, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) foi de R\$ 51.633 (R\$ 76.496 em 2020). Este valor é composto por R\$ 40.093 (R\$ 62.326 em 2020) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 1.210 (R\$ 3.387 em 2020) de benefícios pós-emprego e R\$ 9.956 (R\$ 10.783 em 2020) de outros benefícios de longo prazo, e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

O saldo de mútuo ativo na controladora em 31 de dezembro de 2021 no montante de R\$ 168.943 refere-se substancialmente ao mútuo efetuado com as controladas RGE e CPFL Serviços, com vencimento até dezembro de 2022 e remunerado a 107% do CDI (R\$ 472,775 em 31 de dezembro de 2020, substancialmente com a controlada CPFL Renováveis). O saldo de mútuo passivo na controladora no montante de R\$ 400.025 em 31 de dezembro de 2020 refere-se ao mútuo efetuado com a controlada CPFL Geração.

O saldo de mútuo passivo no consolidado, no montante de R\$ 2.518.150 (R\$ 2.409.545 em 31 de dezembro de 2020), refere-se substancialmente ao mútuo entre a controlada CPFL Renováveis e a controladora State Grid Brazil Power-SGBP, com vencimento até junho de 2024 e remunerado a CDI + 1,1% a.a.

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	
	31/12/2021	31/12/2020		31/12/2021	31/12/2020		31/12/2021	31/12/2020
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle comum (Controladas da State Grid Corporation of China)	6	-	-	-	-	31	756	350.924
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	-	(0)	17.635	16.785	13	10	84.833	35.711
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	1.745	61.972	47.822	19	15.442	634.733	389.623
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	1.560	1.226	88.426	72.021	16.964	9.867	488.441	294.170
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	-	26.393	20.994	4	3	291.976	41.783
Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviço								
Entidades sob o controle comum (Controladas da State Grid Corporation of China)	-	-	7.724	474	-	-	40.669	645
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	163	161	-	-	2.163	1.654	-	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	2	17	-	-	2.316	1.706	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	3	-	-	-	2.608	1.530	-	1
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	-	-	192	153	-	-
Contrato de Mútuo								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	2.518.150	2.409.545	-	-	132.847	20.176
Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio								
BAESA - Energetica Barra Grande S.A.	2.474	3.545	-	-	-	-	-	-
Chapecoense Geração S.A.	0	0	-	-	-	-	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	131.149	77.102	-	-	-	-	-	-
Outros								3.407
Instituto CPFL								8.651

(33) SEGUROS

O Grupo mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. No consolidado as principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2021
Ativo fixo	Riscos operacionais, lucros cessantes, riscos nomeados, riscos de engenharia e multirrisco	2.368.239
Transporte	Transporte nacional e internacional	709.678
Responsabilidade civil	Geral, obras civis instalação e montagem, concessionárias ou não de distribuição de energia elétrica, riscos ambientais e resp. civil profissional	387.147
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	1.577.091
Garantia	Seguro garantia	5.643.887
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		10.836.043

Determinadas apólices para cobertura de ativo fixo e responsabilidade civil são compartilhadas entre empresas do Grupo. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

(34) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios do Grupo compreendem, principalmente, geração, transmissão, 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, 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, Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO (*Data Protection Officer*), bem como as 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 propostas de indicadores de risco e as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites.
- ☒ Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- ☒ Observar as responsabilidades previstas no Regimento Interno do Conselho de Administração.
- ☒ Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos
- ☒ 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 da CPFL Energia 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. Adicionalmente, orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

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 cabe:

- ☒ Recomendar indicadores de risco e metodologias de limite ou limites de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- ☒ Observar os limites de riscos definidos, devendo 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;
- ☒ Recomendar alterações no Mapa Corporativo de Riscos ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- ☒ Avaliar, pelo menos anualmente, a eficácia desta Política e dos sistemas de gerenciamento de riscos e de controles internos, bem como do programa de integridade/conformidade (compliance) e prestar contas ao conselho de administração sobre essa avaliação;
- ☒ Submeter ao Conselho de Administração da CPFL Energia assuntos que julgar pertinentes para o efetivo monitoramento dos riscos corporativos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO 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 de a 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 quantificação destes riscos está apresentada na nota 35. 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 de o 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 35.

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 de a possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas financeiras por conta de variações nos preços que irão valorar as posições de sobras e/ou déficits de energia de seu portfólio no mercado livre, que são marcadas ao preço de mercado da energia.

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

Em 2021 se observou uma sequência de hidrologia desfavorável, sendo a pior do histórico para o período de abril a setembro. O que acarretou uma série de ações mitigatórias, pelo governo, quanto ao risco de suprimento.

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. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

Para os contratos de construção de controladas de transmissão firmados em 2019, o Grupo também está exposto a riscos de mercado relacionados à volatilidade dos preços de commodities e de insumos, tais como o alumínio necessário para a etapa de construção. Em linha com a sua política de gestão de riscos, estratégias de mitigação de risco podem ser utilizadas para reduzir esta volatilidade no fluxo de caixa. Essas estratégias de mitigação podem incorporar instrumentos derivativos, predominantemente operações a termo, futuros e opções.

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 possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do Mark to Market, Stress Testing e Duration dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais o Grupo estão expostos. 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 alcadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(35) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

Nota explicativa	Categoria / Mensuração	Nível (*)	Consolidado	
			31/12/2021	Contábil
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	2.199.952
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	585.858
Derivativos	35	(a)	Nível 2	1.347.333
Derivativos - outros	35	(a)	Nível 3	508
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	13.281.686
Total				17.415.337
Passivo				
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	(b)	Nível 2 (***)	6.808.274
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	18	(a)	Nível 2	7.654.595
Debêntures - principal e encargos	19	(b)	Nível 2 (***)	6.552.699
Debêntures - principal e encargos (**)	19	(a)	Nível 2	1.400.303
Derivativos	35	(a)	Nível 2	86.195
Derivativos - outros	35	(a)	Nível 3	5.067
Total				22.507.133
(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo				
(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou um ganho de R\$ 243.459 em 2021 (um ganho de R\$ 98.965 em 2020)				
(***) 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 instrumentos 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) contas a receber – CDE, (iv) cauções, fundos e depósitos vinculados, (v) serviços prestados a terceiros, (vi) convênios de arrecadação, (vii) ativo financeiro setorial e (viii) mútuo entre coligadas, controladas e controladora;
- ☐ 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, (x) passivo financeiro setorial e (xi) mútuo entre coligadas, controladas e controladora.

Adicionalmente, não houve em 2021 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.

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.

Contratos a termo e futuros são precificados utilizando as curvas futuras dos respectivos ativos subjacentes. Normalmente, estas curvas são obtidas nas bolsas onde esses ativos são negociados, ou outros provedores de preços de mercado. Quando não há preço para o vencimento desejado, são utilizadas interpolações entre os vencimentos disponíveis.

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 Companhia registra no consolidado, em "Investimentos em instrumentos patrimoniais" 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 justo, o qual o custo representa a sua melhor estimativa, uma vez que não há informações recentes disponíveis para apuração do valor justo, em conformidade com o CPC 48/IFRS 9.

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, em maioria constituídos por swaps de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para o período de 2021 e exercício de 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

O Grupo tem como política fornecer garantias financeiras para obrigações das suas controladas e empreendimentos controlados em conjunto. Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, a Companhia havia emitido garantias para certas instituições financeiras em relação às linhas de crédito concedidas às suas controladas e empreendimentos controlados em conjunto, conforme apresentado nas notas 18 e 19.

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.

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 18 e 19). 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 2021 o Grupo detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)				Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocial
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾					
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	840.098	(14.528)	825.570	899.888	(74.317)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,87% a 0,99%) ou (0,78% a 3,66%)	104,6% a 106,40% do CDI ou CDI + 0,55% a 1,29% 102,6% a 103,5% do CDI ou CDI + 0,58 a 1,10%	mai/19 a fev/25	3.916.145
Empréstimos bancários - Lei 4.131	420.288	-	420.288	464.275	(43.987)	Euro + 0,43% a 0,82%		mai/21 a mar/25	1.944.270
	1.260.387	(14.528)	1.245.858	1.364.163	(118.305)				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	86.946	(33.857)	53.089	145.968	(92.879)	IPCA + 4,3% a 5,8%	104,3% a 111,07% do CDI	ago/24 a maio/31	1.370.600
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(37.810)	(37.810)	(639)	(37.171)	6,16% a 7,38%	CDI + 0,69% a 0,88%	Mar/2024 a Jun/24	572.000
	86.946	(71.667)	15.279	145.328	(130.049)				
Subtotal proteção de dívidas	1.347.333	(86.195)	1.261.137	1.509.491	(248.354)				
Outros derivativos⁽²⁾									
Termo de Mercadoria (alumínio)	-	(990)	(990)	-	(990)	Indexador / moeda alumínio (US\$/ton)	Faixa de vencimento ago/21 a jan/22	Nocial em US\$ 3.002	
NDF Dólar	508	-	508	356	152	US\$	ago/21 a jan/22		4.326
NDF	-	(4.018)	(4.018)	(1.620)	(2.397)	US\$	jan/22 a jun/22		76.510
NDF	-	(60)	(60)	(55)	(5)	EUR	mar/22		479
Subtotal outros	508	(5.067)	(4.559)	(1.319)	(3.240)				
Total	1.347.841	(91.262)	1.256.578	1.508.172	(251.594)				
Circulante	357.350	(5.067)							
Não circulante	990.491	(86.196)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 18 e 19.

⁽¹⁾ Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocial refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

⁽²⁾ Devido às características destes derivativos o nocial está apresentado em dólar norte-americano.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Consolidado			
	Atualização monetária e cambial		Liquidação	Saldo em 31/12/2021
	Saldo em 31/12/2020	e marcação a mercado		
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	1.966.378	308.397	(765.284)	1.509.491
Outros	(978)	34.709	(35.050)	(1.319)
Marcação a mercado (*)	118.018	(369.612)	-	(251.594)
Total	2.083.418	(26.506)	(800.334)	1.256.578
Ativo - circulante	744.660			357.350
Ativo - não circulante	1.340.113			990.491
Passivo - circulante	(1.354)			(5.067)
Passivo - não circulante	-			(86.196)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2021 referentes aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 368.958 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) perda de R\$ 654 para outros derivativos.

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados (nota 18 e 19).

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 2021 e 2020, 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	
	2021		2020	
	2021	2020	2021	2020
Variação de taxas de juros	118.694	32.710	-	-
Marcação a mercado	(193.503)	6.589	(3.268)	(3.767)
Variação cambial	224.412	2.336.235	-	-
Marcação a mercado	(186.048)	31.956	13.207	(16.651)
Total	(36.446)	2.407.489	9.940	(20.418)

c) Ativos financeiros da concessão

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 no exercício de 2021 foi de R\$ 1.164.707 (R\$ 388.394 em 2020), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados na nota 11 e 27.

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.

e) Análise de sensibilidade

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 consequente 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:

e.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2021 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial (b)	Receita (despesa)	
				25%(c)	50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(5.404.376)		(568.668)	(2.061.929)	(3.555.189)
Derivativos - swap plain vanilla/NDF	5.299.099		557.590	2.021.762	3.485.934
	(105.277)	alta dólar	(11.078)	(40.167)	(69.255)
Instrumentos financeiros passivos	(2.363.608)		(273.798)	385.553	1.044.905
Derivativos - swap plain vanilla	2.398.268		277.813	(391.207)	(1.060.227)
	34.660	baixa euro	4.015	(5.654)	(15.322)
Total	(70.617)		(7.063)	(45.821)	(84.577)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			1.026	3.111	5.197
Efeitos no resultado do exercício			(8.089)	(48.932)	(89.774)

Instrumentos	Exposição (US\$ mil)	Risco	Despesa no resultado		
			Depreciação cambial (d)	Depreciação cambial de 25% (d)	Depreciação cambial de 50% (d)
Termo de Mercadoria (alumínio)	3.002 (d)	baixa alumínio	-	(2.706)	(3.443)
NDF Dólar	4.326 (d)	baixa dólar	-	(6.030)	(12.060)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar e R\$ 6,33 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 6,17 e R\$ 7,06 e a depreciação cambial de 10,52% e 11,58%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2021.

(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 destes derivativos o nocional está apresentado em dólar norte-americano, e a taxa base de desvalorização considerando o vencimento de cada contrato.

Em função da exposição cambial líquida do dólar ser um passivo, o risco é alta do dólar, portanto o câmbio é depreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável. Para o euro e demais instrumentos, por 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.

e.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2021 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Consolidado						
	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	1.822.257			222.133	277.666	333.200	
Instrumentos financeiros passivos	(6.221.078)			(758.349)	(947.937)	(1.137.524)	
Derivativos - swap plain vanilla	(8.074.337)			(984.262)	(1.230.327)	(1.476.393)	
	(12.473.158)	alta CDI	4,40%	12,19%	(1.520.478)	(1.900.598)	(2.280.717)
Instrumentos financeiros passivos	(186.535)	alta IGP-M	17,79%	6,63%	(12.367)	(15.459)	(18.551)
Instrumentos financeiros passivos	(455.448)	alta TJLP	4,80%	6,08%	(27.691)	(34.614)	(41.537)
Instrumentos financeiros passivos	(7.498.282)				(404.907)	(303.680)	(202.454)
Derivativos - swap plain vanilla	1.512.837				81.693	61.270	40.847
Instrumentos financeiros ativos	13.393.375				723.242	542.432	361.621
	7.407.930	baixa IPCA	10,06%	5,40%	400.028	300.022	200.014
Ativos e passivos financeiros setoriais	3.190.475				388.919	291.689	194.459
	3.190.475	baixa SELIC	4,40%	12,19%	388.919	291.689	194.459
Total	(2.516.737)				(771.589)	(1.358.960)	(1.946.332)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					213	(263)	(740)
Efeitos no resultado do exercício					(771.802)	(1.358.697)	(1.945.592)

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

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

f) 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 7 - Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Contas a receber e ativos de contrato - 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 (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

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 futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita Ajustada”, refletindo a percepção do Grupo sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios como segue:

Classe	Dias	Período
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel. A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra do IFRS descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla

Probabilidade de Inadimplência (“Probability of Default - PD”), Exposição na Inadimplência (“Exposure at Default - EAD”) e Perda Dada a Inadimplência (“Loss Given Default - LGD”).

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pelo Grupo para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, além dos efeitos da pandemia causada pelo COVID - 19 e que estão considerados em nossa metodologia de cálculo, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa, equivalentes de caixa, Títulos e Valores Mobiliários

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 2020 e 2021 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

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, em maioria constituídos por swaps de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um rating local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor rating entre elas (nota 34). A Administração não identificou para o período de 2021 e exercício de 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

O Grupo tem como política fornecer garantias financeiras para obrigações das suas controladas e empreendimentos controlados em conjunto. Em 30 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, a Companhia havia emitido garantias para certas instituições financeiras em relação às linhas de crédito concedidas às suas controladas e empreendimentos controlados em conjunto, conforme apresentado nas notas 18 e 19.

g) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2021, 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.

31/12/2021	Nota Explicativ	Consolidado						
		Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	17	4.224.227	11.239	34.132	190.282	-	217.800	4.677.680
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	18	85.732	1.561.984	2.081.943	7.786.625	3.818.613	3.331.410	18.666.307
Derivativos	35	60	108	5.852	78.013	278	9.724	94.035
Debêntures - principal e encargos	19	19.699	407.221	1.932.186	5.038.576	852.074	1.673.768	9.923.524
Taxas regulamentares	21	551.966	-	-	-	-	-	551.966
Uso do bem público		1.351	4.053	10.808	32.424	48.636	60.057	157.329
Outros		31.691	309.665	111.363	3.423	3.423	77.761	537.326
Consumidores e concessionárias		31.320	188.124	-	-	-	75.415	294.859
EPE / FNDCT / PROCEL		228	7.265	98.808	-	-	-	106.301
Convênio de arrecadação		-	113.991	-	-	-	-	113.991
Fundo de reversão		143	285	1.238	3.423	3.423	2.346	10.858
Aquisição de negócios		-	-	11.317	-	-	-	11.317
Total		4.914.726	2.294.270	4.176.284	13.129.343	4.723.024	5.370.520	34.608.167

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(36) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Transações oriundas de combinações de negócios		
Ativo contratual	4.102.531	
Intangível adquirido por combinação de negócios	849.070	-
Empréstimos e financiamentos	(624.793)	-
Impostos diferidos	(243.368)	-
Outros passivos líquidos adquiridos por combinação de negócios	<u>(521.538)</u>	<u>-</u>
	3.561.902	
Contraprestação paga com o caixa adquirido	478.405	-
Outras transações		
Juros capitalizados	39.015	30.131
Transferência entre imobilizado e outros ativos	(3.209)	1.979
Reversão para custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	70.507	32.400

(37) 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 2021, são como segue:

Controladas

Obrigações contratuais em 31/12/2021	Duração	Consolidado			
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Arrendamentos e aluguéis	até 11 anos	31.957	34.230	36.359	123.187
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 23 anos	14.639.369	43.128.541	27.380.391	23.921.171
Compra de energia de Itaipu	até 23 anos	3.295.053	9.362.013	5.869.531	6.109.650
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 31 anos	3.866.680	15.247.196	10.806.647	17.750.951
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico	até 31 anos	70.048	130.124	127.632	1.644.017
Projetos de construção de usina	até 5 anos	1.235.928	244.821	2.831	-
Total		23.139.035	68.146.925	44.223.391	49.548.976
					185.058.327

Empreendimentos controlados em conjunto

Obrigações contratuais em 31/12/2020	Duração	Consolidado			
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Projetos de construção	até 3 anos	22.423	15.394	-	37.817
Encargos de transmissão edistribuição	até 15 anos	290.629	668.242	725.183	4.094.501
Repactuação do riscohidrológico e outros	até 15 anos	112.501	201.798	177.521	374.837
Total		425.553	885.434	902.704	4.469.338
					6.683.029

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

(38) EVENTOS SUBSEQUENTES

38.1 Novas captações

A partir de 1º de janeiro de 2022 e até o momento da aprovação destas demonstrações financeiras , foram adicionadas às dívidas as captações abaixo:

Modalidade	Mês da liberação	Valor liberado	Pagamento de juros	Amortização de principal	Taxa efetiva anual	Destinação do recurso	Condições restritivas
Moeda nacional							
Debêntures							
CPFL Paulista	jan/22	750.000	Semestral	02 parcelas anuais a partir de dezembro de 2027	CDI + 1,50%	Capital de giro	(a)
CPFL Piratininga	jan/22	250.000	Semestral	02 parcelas anuais a partir de dezembro de 2027	CDI + 1,50%	Capital de giro	(a)
FINEM							
CPFL Paulista	fev/22	200.587	Trimestral	Final	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
CPFL Paulista	fev/22	62.521	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
RGE	fev/22	226.532	Trimestral	Final	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
RGE	fev/22	70.607	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)
CPFL Santa Cruz	fev/22	48.945	Trimestral Até 07/23	Mensal Após 07/23	IPCA + 4,27%	Plano de investimento	(b)

(a) Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia: dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

(b) (i) Índices exigidos nas demonstrações financeiras da controlada: Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4. (ii) Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Energia: Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e patrimônio líquido dividido pelo total entre o patrimônio líquido e dívida líquida maior ou igual a 0,28.

38.2 Informações sobre a Oferta Pública de Ações (“OPA”)

Em fato relevante, divulgado em 25 de fevereiro de 2022, a Companhia em atendimento ao disposto no artigo 157, § 4º, da Lei no 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (“Lei das S.A.”), e na Resolução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) n. 44, de 23 de agosto de 2021, e em complemento aos fatos relevantes divulgados em 16 de julho de 2021, 14 de outubro de 2021, e aos comunicados ao mercado divulgados em 27 de setembro de 2021, 1 de outubro de 2021 e 12 de novembro de 2021, vem informar aos seus acionistas e ao mercado em geral que, nesta data, por meio do Ofício no 93/2022/CVM/SRE/GER-1, foi concedido pela CVM, o registro e a autorização para a realização da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e voluntária de ações preferenciais de emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T (“OPA”).

O Edital da OPA será divulgado dentro do prazo de que trata o artigo 11 da Instrução CVM no 361, de 05 de março de 2002.

38.3 Edital de Oferta Pública Unificada de Aquisição de Ações Ordinárias e Preferenciais de Emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica

Em fato relevante, divulgado em 7 de março de 2022, a Companhia vem informar aos seus acionistas e ao mercado em geral que foi divulgado, nesta data, o “Edital de Oferta Pública Unificada de Aquisição de Ações Ordinárias e Preferenciais de Emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica” (“Edital”), contendo todos os termos e condições da oferta pública unificada de aquisição obrigatória de ações ordinárias por alienação de controle e de voluntária de ações preferenciais de emissão da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (“CEEE-T”) (“OPA”), a ser realizada pela sua controlada CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda., em atendimento à obrigação de realização de oferta pública de aquisição em virtude de alienação do controle da CEEE-T, de acordo com o disposto no artigo 254-A da Lei das S.A., e na Lei no 6.385, de 7 de dezembro de 1976, observadas as regras estabelecidas na Instrução CVM no 361, de 5 de março de 2002. O registro da OPA e a autorização para sua realização foram concedidos pela CVM por meio do Ofício no 93/2022/CVM/SRE/GER-1 de 25 de fevereiro de 2022.

Conforme indicado no Edital, o leilão da OPA será realizado na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão no dia 6 de abril de 2022.



PARECER DO CONSELHO FISCAL	REPORT OF THE FISCAL COUNCIL
<p>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 2021 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 17 de março de 2022, 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 29 de abril de 2022.</p>	The members of the Fiscal Council of CPFL Energia S.A., in performing their legal and statutory attributions, have examined the Management Report, the Financial Statements for the Fiscal Year 2021 and, with the clarifications provided by the Company's Directors and considering the examinations made and the unqualified report of the independent auditors, dated from March 17th, 2022, are of the opinion that these documents are authorized to be analyzed and voted by the Annual General Shareholders' Meeting to be held in April 29th, 2022.
Campinas, 17 de março de 2022.	Campinas, March 17, 2022.

Vinicius Nishioka

Ran Zhang

Ricardo Florence dos Santos

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Bo Wen

Presidente

Yuehui Pan

Zhao Yumeng

Gustavo Estrella

Antonio Kandir

Marcelo Amaral Moraes

Li Hong

Conselheiros

DIRETORIA

GUSTAVO ESTRELLA

Diretor Presidente

YUEHUI PAN

Diretor Vice-Presidente Financeiro
e de Relações com Investidores

FUTAO HUANG

Vice-Presidente Executivo Sênior
Diretor Vice-Presidente de Estratégia,
Inovação e Excelência de Negócios

GUSTAVO PINTO GACHINEIRO

Diretor Vice-Presidente Jurídico e
de Relações Institucionais

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO

Diretor Vice-Presidente
de Gestão Empresarial

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas

KARIN REGINA LUCHESI

Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

VITOR FAGALI

Diretor Vice-Presidente de
Desenvolvimento de Negócios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SERGIO LUIS FELICE

Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192767/O-6



KPMG Auditores Independentes Ltda.
Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí
Edifício Dahruj Tower
13024-001 - Campinas/SP - Brasil
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil
Telefone +55 (19) 3198-6000
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras 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 2021 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 2021, 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.

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 2.3 e 7 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>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, superam o período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia de cada distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.</p> <p>Devido à complexidade dos dados usados na determinação da estimativa do reconhecimento da receita não faturada que pode impactar o valor das receitas nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Analisamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede das distribuidoras, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.</p> <p>Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida pela multiplicação desta carga pelas tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades.</p> <p>Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no referido cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos de receita com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria.</p> <p>Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consolidadas estão de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>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 individuais e</p>

	consolidadas tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.
--	---

Mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, na aquisição da controlada Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-T)

Veja as notas explicativas 2.3 e 13.4 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>A Companhia adquiriu participação acionária, em 2021, que resultou na aquisição do controle da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-T, contabilizada pelo método de aquisição nos termos do pronunciamento técnico CPC 15 (IFRS 3). A contabilização de tal aquisição requer o uso de estimativas pela Companhia para determinação do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, os quais estão sujeitos a um elevado grau de incerteza pois estão embasados em premissas tais como a definição da taxa de desconto, da taxa de crescimento e da projeção de receitas e margens operacionais.</p> <p>Devido ao alto grau de incerteza na determinação das premissas e da metodologia utilizadas na mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, bem como o impacto que eventuais alterações nas premissas pode ter nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos este um assunto significativo em nossa auditoria.</p>	<p>ssos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Avaliação do desenho e a implementação dos controles internos chave relacionados à determinação do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos; • Leitura dos documentos que formalizaram a operação, tais como contratos e atas que fundamentaram aquisição do controle; • Análise, com auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, da metodologia utilizada para mensuração a valor justo da participação adquirida, dos ativos adquiridos e passivos assumidos e avaliação das premissas utilizadas, confrontando-as com informações de mercado, e também dos cálculos efetuados pela Companhia; • Avaliação das divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas considerando as informações relevantes. <p>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, os quais não foram registrados pela companhia, por terem sido considerados imateriais. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável a mensuração do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos no contexto das demonstrações individuais e consolidadas tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.</p>

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, 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 dos auditores

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, consequentemente, 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, 17 de março de 2022

KPMG Auditores Independentes Ltda.

CRC 2SP027612/O-4

Marcio José dos Santos

Contador CRC 1SP252906/O-0



RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA EXERCÍCIO DE 2021

Introdução

Sempre em busca das melhores práticas de governança corporativa, e em atendimento à regulação do Novo Mercado, o Conselho de Administração (“CA”) da CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “Companhia”), em 14 de outubro de 2021, aprovou a instalação do Comitê de Auditoria (“CoAud”), órgão permanente de atuação autônoma e independente que servirá como auxiliador, consultor e assessor do Conselho de Administração da Companhia.

O CoAud da CPFL Energia subsidia o CA com informações, opiniões e propostas, para assegurar que os negócios e operações da Companhia sejam pautados por controles contábeis e financeiros íntegros e de qualidade, servindo como órgão auxiliar, consultivo e de assessoramento, sem poder decisório ou atribuições executivas.

O órgão é regido por um Regimento Interno próprio, disponível no site de Relação com Investidores da Companhia no link <https://cpfl.riweb.com.br/>.

Composição do Comitê

Observado o art. 4º do seu Regimento Interno, o CoAud¹, o órgão é formado por 3 (três) membros eleitos pelo Conselho de Administração da CPFL Energia: Srs. Marcelo Amaral Moraes (coordenador do CoAud) e Antônio Kandir, também membros independentes do Conselho de Administração da CPFL Energia, e o Sr. Ricardo Florence dos Santos, que integrou anteriormente o Conselho Fiscal da CPFL Energia (abril de 2017 a abril de 2021), tendo todos os membros reconhecida experiência em questões contábeis societárias, nos termos do regulamento aplicável da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

Todos os membros foram eleitos pelo Conselho de Administração da CPFL Energia, em reunião realizada no dia 14 de outubro de 2021, com mandato a partir da data de sua posse até a primeira Reunião Ordinária do Conselho de Administração da Companhia que ocorrer após a Assembleia Geral Ordinária de 2023, nos termos do art. 16 do Regimento Interno do CoAud.

Competências do Comitê

Ao CoAud compete o assessoramento ao CA com temas relativos:

- i) Contratação, substituição, destituição e remuneração dos auditores independentes;
- ii) Avaliação das informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras;
- iii) Supervisionamento das atividades da auditoria interna e da área de controles internos;
- iv) Avaliação e monitoramento das exposições de risco e *compliance* da Companhia;
- v) Monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos, no gerenciamento de riscos e *Compliance*;
- vi) Avaliação, monitoramento e recomendação da correção ou o aprimoramento das políticas internas; vii) Recepção e tratamento de informações acerca do descumprimento de dispositivos legais e normativos aplicáveis à Companhia, além de regulamentos e códigos internos.

¹<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=n29WWWW6dyypdBQpgDzAGA==&IdCanal=QaOjWSkrceEfQT28iDpzLQ==>

Para o exercício de tais atribuições, o CoAud mantém constante contato com as auditorias interna e independente da Companhia, servindo também como interface entre estas e o Conselho de Administração.

Transição das atribuições

Antes da constituição do CoAud, competia transitoriamente ao Conselho Fiscal da Companhia, além de suas demais atribuições, também o exercício das atividades do Comitê de Auditoria.

Complementarmente, o Comitê de Gestão de Riscos, estabelecido pelo CA em 26 de junho de 2019, tinha como atribuição assessorar o CA em assuntos de auditoria interna, riscos e *compliance* e nas atividades de Comitê de Auditoria.

Atividades do Comitê de Auditoria

Foram realizadas 2 (duas) reuniões ordinárias do Comitê de Auditoria durante o ano de 2021, que contaram com 15 (quinze) temas ao todo – 6 (seis) temas na primeira e 9 (nove) temas na segunda – e 100% (cem por cento) de presença dos membros em ambas.

Nos termos do art. 10º de seu Regimento Interno, o CoAud reunir-se-á ordinariamente, no mínimo, a cada 3 (três) meses, ou, extraordinariamente, quando necessário.

Auditoria Interna, Riscos, *Compliance* e DPO

As atividades de Auditoria Interna, Risco, *Compliance* e DPO da Companhia são reportadas diretamente ao CoAud e ao CA, e estão estruturadas de forma a permitir a atuação eficiente para o atendimento dos seus objetivos.

Além de reuniões de discussão e acompanhamento dos projetos e resultados dos trabalhos, o Comitê de Auditoria também apreciou as respectivas medidas a serem tomadas pela Administração, devendo acompanhá-las ao longo da sua execução, a fim de fortalecer os sistemas de auditoria interna, risco, *compliance* e DPO da Companhia.

Auditoria Independente

A auditoria independente da Companhia, realizada até o final do exercício social de 2021 pela KPMG Auditores Independentes (“KPMG”), foi responsável pela avaliação das demonstrações financeiras da Companhia e suas subsidiárias, com vistas a emitir relatório contendo parecer sobre sua aderência as normas aplicáveis, pelo planejamento e execução das auditorias conforme normas reconhecidas, bem como pela revisão dos Informes Trimestrais (“ITRs”) da Companhia, enviados a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e disponibilizados ao mercado.

O relatório da auditoria independente deverá assegurar que as demonstrações contábeis da Companhia representem, adequadamente, a posição patrimonial e financeira da Companhia, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IRFS”), emitido pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Principais temas discutidos pelo Comitê de Auditoria em 2021

O CoAud reuniu-se com diretores da Companhia, auditores internos e auditores independentes para aprofundar e monitorar processos, controles internos, riscos e eventuais planos de melhoria, bem como para emitir suas recomendações à administração da Companhia.

Os principais assuntos abordados e recomendações realizadas pelo Comitê de Auditoria foram:

1ª Reunião do CoAud - Realizada em 11/10/2021	
Tema	Ato
Contratação de Auditoria Independente	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud
Informações Financeiras Trimestrais (3T21)	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud
Relatório da KPMG ao CoAud	Conhecimento pelo CoAud

2ª Reunião do CoAud - Realizada em 07/12/2021	
Tema	Ato
Conhecimento do Calendário do CoAud e Agenda Mínima para 2022	Aprovado pelo CoAud
Monitoramento do Plano de Auditoria Interna 2021	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud
Proposta de Plano Anual de Auditoria Interna 2022	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud
Status da Avaliação de Controles Internos de 2021	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud
Status da Carta de Controles Internos de 2020	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud
Planejamento de Auditoria Anual de 2022 da KPMG	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud
Mapa de Risco Corporativo	Conhecimento e manifestação favorável pelo CoAud

Parecer do Comitê de Auditoria

Durante a condução dos trabalhos, não foi identificado pelos membros do CoAud nenhuma situação que pudesse afetar os negócios desenvolvidos pela CPFL Energia e suas subsidiárias.

Os membros do CoAud, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme disposto no art. 7º de seu Regimento Interno, procederam à análise das demonstrações financeiras, acompanhadas do relatório preliminar dos auditores independentes e do relatório anual da administração relativo ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 (“Demonstrações Financeiras Anuais de 2021”).

Tendo em vista as informações prestadas pela administração da Companhia e pela KPMG Auditores Independentes, bem como as atividades desempenhadas e acompanhadas pelo Comitê de Auditoria durante o exercício de 2021, os membros do CoAud manifestam-se, por unanimidade, no sentido de que as Demonstrações Financeiras refletiram adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e recomendam a aprovação pelo Conselho de Administração da Companhia.

Campinas, 15 de março de 2022.

MARCELO AMARAL MORAES

Coordenador do Comitê de Auditoria e
Membro Independente do Conselho de Administração da CPFL Energia

ANTÔNIO KANDIR

Membro do Comitê de Auditoria e
Membro Independente do Conselho de Administração da CPFL Energia

RICARDO FLORENCE DOS SANTOS

Membro do Comitê de Auditoria



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 Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632 – parte - Jardim Professora Tarcília – CEP: 13087-397, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, 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 S.A.** de 31 de dezembro de 2021;
- b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da **CPFL Energia S.A.** de 31 de dezembro de 2021.

Campinas, 17 de março de 2022.

STATEMENT

In compliance with the provisions in items V and VI of article 25 of the Brazilian Securities & Exchange Commission (CVM) Instruction No. 480, of December 7, 2009, as amended by CVM Instruction No. 586, of June 8, 2017, the chief executive officers and the officers of **CPFL Energia S.A.**, a publicly traded company, with its registered office at Rua Jorge de Figueiredo Corrêa, nº 1.632 – parte - Jardim Professora Tarcília – CEP: 13087-397, Campinas, Estado de São Paulo - Brazil, enrolled with the National Register of Legal Entities (CNPJ) under No. 02.429.144/0001-93, hereby stated that:

- a) they have reviewed and discussed, and agree with, the opinions expressed in the opinion of KPMG Auditores Independentes on the financial statements of **CPFL Energia S.A.**, of December 31, 2021;
- b) they have reviewed and discussed, and agree with, the financial statements of **CPFL Energia S.A.**, of December 31, 2021.

Campinas, March 17, 2022.

Sergio Luis Felice

Diretor de Contabilidade
Chief Accounting Officer
CT CRC: 1SP192.767/O-6
CPF: 119.410.838-54

Yuehui Pan

Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores
Chief Financial and Investor Relations
Officer
CPF: 061.539.517-16

Gustavo Estrella

Diretor Presidente
Chief Executive Officer